

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

ANALYSE MÉCANIQUE D'UN SYSTÈME ÉOLIEN DIESEL SANS STOCKAGE BASÉ
SUR UN BILAN DE PUISSANCE

MÉMOIRE
PRÉSENTÉ À
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI
COMME EXIGENCE PARTIELLE
DE LA MAÎTRISE EN INGÉNIERIE

PAR

JULIE LEFEBVRE

NOVEMBRE 2010

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI
Service de la bibliothèque

Avertissement

La diffusion de ce mémoire ou de cette thèse se fait dans le respect des droits de son auteur, qui a signé le formulaire « *Autorisation de reproduire et de diffuser un rapport, un mémoire ou une thèse* ». En signant ce formulaire, l'auteur concède à l'Université du Québec à Rimouski une licence non exclusive d'utilisation et de publication de la totalité ou d'une partie importante de son travail de recherche pour des fins pédagogiques et non commerciales. Plus précisément, l'auteur autorise l'Université du Québec à Rimouski à reproduire, diffuser, prêter, distribuer ou vendre des copies de son travail de recherche à des fins non commerciales sur quelque support que ce soit, y compris l'Internet. Cette licence et cette autorisation n'entraînent pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits moraux ni à ses droits de propriété intellectuelle. Sauf entente contraire, l'auteur conserve la liberté de diffuser et de commercialiser ou non ce travail dont il possède un exemplaire.

REMERCIEMENTS

Je tiens d'abord à remercier mon premier directeur de maîtrise, le regretté professeur Amadou Doudou Diop. Je lui suis reconnaissante de m'avoir proposé ce projet et de m'avoir initiée au domaine du génie éolien. Malgré les tristes épisodes, je garde le souvenir d'un homme d'une générosité infinie. Sa vision de la recherche, son originalité et son dynamisme manquent sûrement à ses collègues et à ses anciens étudiants. Merci à mon second directeur, Jean-François Méthot, d'avoir assuré le suivi de la transition durant cette période difficile. Je lui suis également reconnaissante pour le support financier qu'il m'a accordé au cours de mes premières années d'étude. Je remercie également le professeur Émil Ceanga de m'avoir accueillie lors d'un stage à l'Université Duraneas De Jos, Galati.

Je ne saurais passer sous silence l'immense contribution du professeur Jean-Sébastien Deschênes qui a généreusement accepté de se joindre à mon équipe de direction. La rigueur qu'il a portée au suivi de mon travail en a grandement haussé la qualité. Sa motivation et ses judicieux conseils ont rendu possible l'avènement de ce projet.

Merci aux nombreux amis et collègues, particulièrement à mes coéquipiers Guillaume Tremblay et Philippe Venne, avec qui j'ai pu partager un coin du K-250. Merci pour toutes ces discussions plus ou moins constructives, mais ô combien essentielles! Je leur souhaite à tous le plus grand succès dans leurs projets respectifs. Ma gratitude va également à ma famille pour leur appui moral. Merci à Frédéric Lapointe qui a subi, malgré lui, mes angoisses quotidiennes. Merci d'avoir cru en moi.

Finalement, je remercie les lecteurs qui prendront quelques minutes pour s'attarder à cet ouvrage. J'espère humblement qu'il saura répondre, du moins en partie, à leurs questions.

RÉSUMÉ

La présente étude propose la simulation d'un système hybride. Le couplage entre les deux sous-systèmes, soit une éolienne de 55 kW et d'un groupe diesel de 50 kW, est modélisé par un bilan de puissance où la production de l'éolienne est interprétée, du point de vue du groupe diesel, comme une charge positive. Les modèles utilisés pour l'élaboration du simulateur détaillent la dynamique de la partie mécanique alors que la partie électrique est représentée par les équations en régime permanent. Le mode de fonctionnement étudié ici est celui pour lequel l'éolienne fonctionne conjointement avec le groupe diesel. L'objectif principal est d'observer l'influence de la production de l'éolienne sur la stabilité de la fréquence et la qualité de la puissance fournie au réseau.

Sur le plan de la régulation de la centrale hybride, chaque composante comporte son propre système d'asservissement. Le régulateur de vitesse de la génératrice synchrone du groupe diesel gère la fréquence électrique lorsque celui-ci fonctionne seul ou conjointement avec l'éolienne. La stratégie de contrôle de l'éolienne comporte trois zones de fonctionnement selon l'intensité du vent. Pour des vents faibles, l'éolienne tentera de fonctionner sur la caractéristique de régime optimal. Une fois que le rotor tourne à sa vitesse nominale, la commande est en saturation jusqu'à ce qu'il atteigne sa puissance maximale. Celle-ci est finalement contrainte à cette valeur maximale tant que la vitesse et la stabilité du vent le permettent.

L'analyse se divise en deux volets. Les performances du système sont d'abord évaluées en fonction des zones de fonctionnement de l'éolienne. L'influence d'un biais de mesure du vent sur la qualité de la production énergétique est ensuite étudiée. En général, la fréquence électrique simulée reste dans les limites imposées, dans la mesure où la tension est comprise entre 90 % et 105 % de sa valeur nominale. Il est donc possible de maximiser la production de l'éolienne sans compromettre la qualité de la puissance fournie. Les résultats de simulation mettent en lumière les conditions d'opération favorables et celles qui nécessitent plus d'attention.

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES FIGURES.....	V
LISTE DES TABLEAUX.....	XIII
LISTE DES SYMBOLES.....	XV

Chapitre 1

INTRODUCTION	1
1.1 Historique et mise en contexte.....	2
1.2 Composantes d'un système éolien diesel.....	4
1.2.1 Éolienne	5
1.2.2 Groupe diesel.....	6
1.3 Modes de fonctionnement.....	7
1.4 Taux de pénétration	7
1.5 Critères d'évaluation.....	9
1.5.1 Fiabilité du système	9
1.5.2 Qualité de la puissance	10
1.5.3 Standards imposés	11
1.5.4 Coût de production	13
1.6 Problématique	13
1.6.1 Objectifs particuliers.....	14
1.7 Structure du mémoire.....	15

Chapitre 2

REVUE DES MODÈLES EXISTANTS ET MÉTHODOLOGIE.....	17
2.1 Types de modélisations.....	17
2.1.1 Modèles logistiques	18
2.1.2 Modèles dynamiques	20
2.1.3 Traitement des effets non linéaires.....	23

2.2	Précision de l'étude et Méthodologie	24
2.2.1	Approche de modélisation	24
2.2.2	Configuration du système et modélisation des composantes.....	25
2.2.3	Précision de la stratégie de contrôle et simulation.....	28

Chapitre 3

MODÉLISATION DU SYSTÈME.....	31
3.1 Modélisation des composantes de l'éolienne.....	32
3.1.1 Modèle théorique.....	33
3.1.2 Caractérisation des paramètres de l'éolienne.....	47
3.2 Modélisation des composantes du groupe diesel.....	51
3.2.1 Modèle théorique.....	52
3.2.2 Caractérisation des paramètres du groupe diesel.....	63
3.3 Modélisation du système couplé.....	68
3.3.1 Bilan de puissance selon les modes de fonctionnement	69
3.3.2 Spécification de la demande	74
3.4 Conclusion	75

Chapitre 4

MISE AU POINT DES CONTRÔLEURS.....	77
4.1 Contrôle de l'éolienne.....	78
4.1.1 Principe d'optimisation de la conversion énergétique.....	79
4.1.2 Stratégie de contrôle de base	83
4.1.3 Identification du système.....	87
4.1.4 Réglage des contrôleurs.....	91
4.2 Contrôle de la fréquence du groupe diesel.....	99
4.2.1 Principe de commande.....	100
4.2.2 Identification du système.....	101
4.2.3 Dimensionnement du contrôleur.....	105
4.3 Conclusion	113

Chapitre 5

RÉSULTATS ET ANALYSE.....	114
5.1 Influence d'un biais de mesure sur la production de l'éolienne	115

5.2	Performances du système en réponse aux variations de vents échelons.....	118
5.2.1	Éolienne fonctionnant dans la première zone ($v_{\min} \leq v < v_{\Omega n}$).....	118
5.2.2	Éolienne fonctionnant dans la seconde zone théorique ($v_{\Omega n} \leq v_{\text{exacte}} < v_N$).....	129
5.2.3	Éolienne fonctionnant dans la troisième zone ($v_N \leq v_{\text{exacte}} < v_{\max}$).....	134
5.3	Performance du système en réponse à des vents stochastiques	139
5.3.1	Éolienne fonctionnant dans la première zone ($v_{\min} \leq v_{\text{moy}} < v_{\Omega n}$)	139
5.3.2	Éolienne fonctionnant dans la seconde zone ($v_{\Omega n} \leq v_{\text{moy}} < v_N$).....	152
5.3.3	Éolienne fonctionnant dans la troisième zone ($v_N \leq v_{\text{moy}} < v_{\max}$).....	158
5.4	Conclusion	163
5.4.1	Influence des zones de fonctionnement de l'éolienne	163
5.4.2	Influence d'un biais de mesure.....	164
	CONCLUSION.....	166
	Résumé des étapes de développement du projet.....	166
	Retour sur les objectifs et la problématique.....	168
	Critère d'évaluation.....	169
	Qualité de la puissance.....	170
	Respect des standards imposés	171
	Fiabilité du système	171
	Coût de production.....	172
	Efficacité du système hybride.....	173
	Développements possibles pour des travaux ultérieurs.....	174
	Dimensionnement du système	174
	Stratégie de contrôle	175
	Sujets complémentaires	176
	BIBLIOGRAPHIE	177
	Appendice A	
	PARAMÈTRES DU SYSTÈME	182
	Appendice B	
	FICHE D'IDENTIFICATION DU MOTEUR DIESEL.....	186

Appendice C

PROGRAMME DE SIMULTAION DU COUPLE ÉLECTROMAGNÉTIQUE D'UNE GÉNÉRATRICE ASYNCHRONE À CAGE	189
--	-----

Appendice D

IDENTIFICATION DE L'ÉOLIENNE	191
------------------------------------	-----

Appendice E

IDENTIFICATION DU GROUPE DIESEL	194
---------------------------------------	-----

Appendice F

SIMULATEURS	195
-------------------	-----

LISTE DES FIGURES

Figure	page
Figure 1.1	Schéma conceptuel d'une centrale de production électrique avec couplage éolien diesel pour un site isolé 4
Figure 1.2	Exemple de limites de variation de tension en fonction des plages de fréquences 12
Figure 2.1	Schéma du système hybride à l'étude..... 26
Figure 2.2	Modes de fonctionnement du système couplé 29
Figure 3.1	Schéma de base d'une éolienne à axe horizontal (Bianchi 2007). 33
Figure 3.2	Courbe typique de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent (Bianchi 2007) 35
Figure 3.3	Courbe typique de la densité de puissance en fonction de la vitesse du vent (Bianchi 2007) 35
Figure 3.4	Schéma du modèle à deux masses de la transmission mécanique de l'éolienne 41
Figure 3.5	Configuration de branchement d'une génératrice au réseau. (a) Génératrice asynchrone à cage d'écureuil directement branchée au réseau, (b) stator d'une génératrice asynchrone à cage d'écureuil relié à un convertisseur de puissance et (c) rotor d'une génératrice à double alimentation relié à un convertisseur de puissance..... 45
Figure 3.6	Valeurs discrètes et régression polynomiale du coefficient de puissance C_p en fonction de la vitesse spécifique λ 49
Figure 3.7	Régression polynomiale du coefficient de couple C_r en fonction de la vitesse spécifique λ 49
Figure 3.8	Caractéristique couple-vitesse d'une génératrice asynchrone de 55 kW 50
Figure 3.9	Approximation linéaire du couple électromagnétique en fonction de la vitesse 51
Figure 3.10	Schéma conceptuel d'un moteur diesel 52
Figure 3.11	Schéma des composantes mécaniques d'un moteur diesel : transfert de vitesse entre le moteur diesel et la génératrice synchrone 57

Figure 3.12	Circuit simplifié de la génératrice synchrone (pour une phase) ...	59
Figure 3.13	Diagramme vectoriel d'une génératrice synchrone de facteur de puissance unitaire	60
Figure 3.14	Puissance mécanique délivrée par le moteur en fonction de la vitesse de rotation.....	66
Figure 3.15	Couple moteur en fonction de la vitesse de rotation.....	67
Figure 3.16	Puissance mécanique délivrée par le moteur en fonction du débit massique de combustible	67
Figure 3.17	Couple moteur en fonction du débit massique de combustible	68
Figure 4.1	Courbes de puissance en fonction de la vitesse de rotation pour différentes valeurs de vitesses du vent. La caractéristique de régime optimal représente l'ensemble des maxima de chaque courbe.	80
Figure 4.2	Courbes du couple aérodynamique en fonction de la vitesse de rotation pour différentes valeurs de vitesses du vent.	80
Figure 4.3	Principe d'optimisation de la production d'énergie éolienne par la translation de la caractéristique du couple électromagnétique de la génératrice asynchrone. Courbes du couple aérodynamique et électromagnétique en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses de vent.	81
Figure 4.4	Stratégies de contrôle du couple variant en fonction de la vitesse de rotation par décrochage passif (AEDG) et assisté (ABCDG') (Bianchi 2007).....	84
Figure 4.5	Courbe de puissance et de coefficient de puissance selon la vitesse du vent pour un décrochage passif (en noir) et assisté (en gris) (Bianchi 2007).....	85
Figure 4.6	Stratégie de contrôle de l'éolienne : variations de vitesse de la turbine éolienne en fonction de la vitesse du vent	86
Figure 4.7	Vitesse de la génératrice asynchrone mesurée et simulée en réponse à une variation échelon de 5 Hz de la fréquence de synchronisme (à $t = 0,1$ s)	89
Figure 4.8	Puissance mesurée et simulée en réponse à une variation échelon de 5 Hz de la fréquence de synchronisme (à $t = 0,1$ s).....	89
Figure 4.9	Configuration d'un régulateur en pseudocascade.....	92
Figure 4.10	Puissance en fonction de la vitesse du vent	93
Figure 4.11	Coefficient de puissance en fonction de la vitesse du vent.....	94
Figure 4.12	Variation de la vitesse de rotation de la turbine éolienne en fonction de la vitesse du vent	94

Figure 4.13	Réponse du système des variations échelons de vent de 1 m/s d'amplitude. Ajustement de la fréquence synchrone.....	95
Figure 4.14	Réponse du système des variations échelons de vent de 1 m/s d'amplitude. Vitesse du rotor de la génératrice asynchrone en fonction du temps (zone I)	96
Figure 4.15	Réponse du système des variations échelons de vent de 1 m/s d'amplitude. Vitesse spécifique (λ) en fonction du temps (zone I).....	96
Figure 4.16	Réponse du système des variations échelons de vent de 1 m/s d'amplitude. Puissance fournie par l'éolienne en fonction du temps (zone I).....	97
Figure 4.17	Réponse du système à des variations échelons du vent de 1 m/s d'amplitude. Vitesse du rotor de la génératrice asynchrone en fonction du temps (zone II).....	97
Figure 4.18	Réponse du système à des variations échelons du vent de 1 m/s d'amplitude. Puissance active fournie par l'éolienne en fonction du temps (zone II)	98
Figure 4.19	Réponse du système à des variations échelons du vent de 1 m/s d'amplitude. Vitesse du rotor de la génératrice asynchrone en fonction du temps (zone III)	98
Figure 4.20	Réponse du système à des variations échelons du vent de 1 m/s d'amplitude. Puissance fournie par l'éolienne en fonction du temps (zone III)	99
Figure 4.21	Schéma de simulation du groupe diesel et du contrôleur de vitesse.....	101
Figure 4.22	Vitesse de rotation de l'arbre du moteur diesel en réponse à une variation échelon du débit massique de combustible de 0,02 g/s (à $t = 0,1$ s).....	102
Figure 4.23	Contrôleur de vitesse de l'arbre du moteur diesel	105
Figure 4.24	Réponse du système à une variation échelon de la puissance demandé. Entrée de combustible en fonction du temps ($\alpha = 3, 5$ et 8).....	108
Figure 4.25	Réponse du système à une variation échelon de la puissance demandé. Fréquence électrique en fonction du temps ($\alpha = 3, 5$ et 8).....	109
Figure 4.26	Réponse du système à une variation échelon de la puissance demandé. Puissance fournie par le groupe diesel en fonction du temps ($\alpha = 3, 5$ et 8).....	109
Figure 4.27	Réponse du système à une variation échelon de la puissance demandé. Entrée de combustible en fonction du temps (méthode simplifiée).....	110
Figure 4.28	Réponse du système à une variation échelon de la puissance demandé. Fréquence électrique en fonction du temps (méthode simplifiée).....	110

Figure 4.29	Réponse du système à une variation échelon de la puissance demandé. Puissance fournie par le groupe diesel en fonction du temps (méthode simplifiée).....	111
Figure 4.30	Abaque de Black-Nichols pour les différentes valeurs du paramètre α et pour la méthode simplifiée	111
Figure 4.31	Abaque de Black-Nichols pour les différentes valeurs du paramètre K_c ($\alpha = 5$).....	112
Figure 5.1	Puissance fournie par l'éolienne en fonction d'une mesure de vitesse de vent sous-estimée.....	116
Figure 5.2	Puissance fournie par l'éolienne en fonction d'une mesure de vitesse de vent surestimée	116
Figure 5.3	Vitesse de rotation de la turbine éolienne en fonction d'une mesure de vitesse de vent sous-estimée.	117
Figure 5.4	Vitesse de rotation de la turbine éolienne en fonction d'une mesure de vitesse de vent surestimée.....	117
Figure 5.5	Variation de la vitesse de la génératrice asynchrone de l'éolienne à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.	119
Figure 5.6	Variation de la vitesse de la génératrice asynchrone de l'éolienne à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent surestimées. Demande : 50 kW.	119
Figure 5.7	Variation de la vitesse spécifique à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.	120
Figure 5.8	Variation de la vitesse spécifique à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent surestimées. Demande : 50 kW.	120
Figure 5.9	Variation de la puissance fournie par l'éolienne à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.....	121
Figure 5.10	Variation de la puissance fournie par l'éolienne à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent surestimées. Demande : 50 kW.....	121
Figure 5.11	Variation de la puissance fournie par le groupe diesel à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.....	122
Figure 5.12	Variation de la puissance fournie par le groupe diesel à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent surestimées. Demande : 50 kW.....	122

Figure 5.13	Variation de la puissance active fournie au réseau à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.....	123
Figure 5.14	Variation de la puissance active fournie au réseau à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent surestimées. Demande : 50 kW.....	123
Figure 5.15	Variation de la consommation de combustible à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.....	124
Figure 5.16	Variation de la consommation de combustible à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent surestimées. Demande : 50 kW.....	124
Figure 5.17	Variation de la fréquence électrique du réseau à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.....	125
Figure 5.18	Variation de la fréquence électrique du réseau à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent surestimées. Demande : 50 kW.....	125
Figure 5.19	Variation de la puissance active fournie au réseau à une entrée échelon du vent (7 à 8 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.....	129
Figure 5.20	Variation de la consommation de combustible à une entrée échelon du vent (8 à 9 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.....	130
Figure 5.21	Variation de la fréquence électrique à une entrée échelon du vent (7 à 8 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande: 50 kW.	130
Figure 5.22	Variation de la puissance active fournie au réseau à différentes entrées échelons du vent. Mesure de la vitesse du vent sous-estimée. Puissance demandée : 70 kW.....	132
Figure 5.23	Variation de la consommation de combustible à différentes entrées en échelons du vent. Mesure de la vitesse du vent sous-estimée. Puissance demandée : 70 kW.....	133
Figure 5.24	Variation de la fréquence électrique à différentes entrées échelons du vent. Mesure de la vitesse du vent sous-estimée. Puissance demandée : 70 kW.....	133
Figure 5.25	Variation de la puissance fournie par l'éolienne à deux entrées échelons du vent (13 à 14 m/s et 15 à 16 m/s). Demande : 76 kW.....	135
Figure 5.26	Variation de la puissance fournie par le groupe diesel à deux entrées échelons du vent (13 à 14 m/s et 15 à 16 m/s). Demande : 76 kW.....	136

Figure 5.27	Variation de la puissance active fournie au réseau à deux entrées échelons du vent (13 à 14 m/s et 15 à 16 m/s). Demande : 76 kW.136
Figure 5.28	Variation de la consommation de combustible à deux entrées échelons du vent (13 à 14 m/s et 15 à 16 m/s). Demande : 76 kW..... 137
Figure 5.29	Variation de la fréquence électrique à deux entrées échelons du vent (13 à 14 m/s et 15 à 16 m/s). Demande : 76 kW. 137
Figure 5.30	Variation stochastique de la vitesse du vent sur 180 secondes (zone I) 140
Figure 5.31	Vitesse de la génératrice asynchrone de l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 180 secondes. Demande : 50 kW..... 140
Figure 5.32	Puissance fournie par l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 180 secondes. Demande : 50 kW. 141
Figure 5.33	Puissance fournie par le groupe diesel en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 180 secondes. Demande : 50 kW. 141
Figure 5.34	Puissance active du réseau en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 180 secondes. Demande : 50 kW..... 142
Figure 5.35	Consommation de combustible en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 180 secondes. Demande : 50 kW. 142
Figure 5.36	Vitesse de la génératrice asynchrone de l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 180 secondes. Demande : 50 kW..... 143
Figure 5.37	Variation stochastique de la vitesse du vent sur 25 secondes (zone I). Mesures de la vitesse du vent sous-estimées 145
Figure 5.38	Variation stochastique de la vitesse du vent sur 25 secondes (zone I). Mesures de la vitesse du vent surestimées..... 145
Figure 5.39	Variation de la puissance fournie par l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent sous-estimée. Demande : 50 kW. 146
Figure 5.40	Variation de la puissance fournie par l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent surestimée. Demande : 50 kW..... 146
Figure 5.41	Variation de la puissance fournie par le groupe diesel en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent sous-estimée. Demande : 50 kW. 147
Figure 5.42	Variation de la puissance fournie par le groupe diesel en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent surestimée. Demande : 50 kW..... 147
Figure 5.43	Variation de la puissance active fournie au réseau en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent sous-estimée. Demande : 50 kW. 148

Figure 5.44	Variation de la puissance active fournie au réseau en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent surestimée. Demande : 50 kW..... 148
Figure 5.45	Variation de la consommation de combustible en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent sous-estimée. Demande : 50 kW. 149
Figure 5.46	Variation de la consommation de combustible en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent surestimée. Demande : 50 kW..... 149
Figure 5.47	Variation de la fréquence électrique en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent sous-estimée Demande : 50 kW..... 150
Figure 5.48	Variation de la fréquence électrique en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent surestimée Demande : 50 kW..... 150
Figure 5.49	Variation stochastique de la vitesse du vent sur 180 secondes (zone II) 153
Figure 5.50	Vitesse de la génératrice asynchrone de l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone II) sur 180 secondes. Demande : 50 kW..... 153
Figure 5.51	Puissance fournie par l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone II) sur 180 secondes. Demande : 50 kW..... 154
Figure 5.52	Puissance le groupe diesel en présence d'un vent stochastique (zone II) sur 180 secondes. Demande : 50 kW..... 154
Figure 5.53	Puissance active fournie par au réseau en présence d'un vent stochastique (zone II) sur 180 secondes. Demande : 50 kW..... 155
Figure 5.54	Puissance transférée à la charge de délestage en présence d'un vent stochastique (zone II) sur 180 secondes. Demande : 50 kW. 155
Figure 5.55	Consommation de combustible en présence d'un vent stochastique (zone II) sur 180 secondes. Demande : 50 kW..... 156
Figure 5.56	Fréquence électrique en présence d'un vent stochastique (zone II) sur 180 secondes. Demande : 50 kW..... 156
Figure 5.57	Variation stochastique de la vitesse du vent sur 180 secondes (zone III) 159
Figure 5.58	Vitesse de la génératrice asynchrone de l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone III) sur 180 secondes. Demande : 75 kW..... 159
Figure 5.59	Puissance fournie par l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone III) sur 180 secondes. Demande : 75 kW..... 160
Figure 5.60	Puissance fournie par le groupe diesel en présence d'un vent stochastique (zone III) sur 180 secondes. Demande : 75 kW..... 160

Figure 5.61	Puissance active fournie au réseau en présence d'un vent stochastique (zone III) sur 180 secondes. Demande : 75 kW.....	161
Figure 5.62	Fréquence électrique en présence d'un vent stochastique (zone III) sur 180 secondes. Demande : 75 kW.....	161

LISTE DES TABLEAUX

Tableau	page
Tableau 3.1	Profil de consommation du moteur diesel et variables associées . 65
Tableau 3.2	Bilan de puissance et couple résistant sur le groupe diesel selon les modes de fonctionnement d'un système éolien diesel sans stockage 70
Tableau 3.3	Puissance du diesel en fonction de la demande et des conditions de vent. 72
Tableau 3.4	Puissance dissipée dans la charge de lissage en fonction de la demande et des conditions de vent..... 73
Tableau 3.5	Intervalles de puissances demandées pouvant être simulés selon la vitesse de vent 75
Tableau 4.1	Vitesses de vent aux frontières des trois zones de fonctionnement d'une éolienne..... 87
Tableau 4.2	Paramètres des fonctions de transfert associées à l'éolienne..... 90
Tableau 4.3	Réglage des régulateurs PI de vitesse et de puissance de l'éolienne93
Tableau 4.4	Paramètres du groupe diesel pour une puissance demandée de 50kW et débit massique variant de 3,52 à 3,54 g/s 103
Tableau 4.5	Paramètre du contrôleur de vitesse du groupe diesel..... 112
Tableau 5.1	Écart des valeurs en régime permanent par rapport à la mesure exacte 127
Tableau 5.2	Déviations du signal par rapport au point de consigne 128

Tableau 5.3	Variation en échelon du vent et puissance éolienne correspondante (zone II) 132
Tableau 5.4	Déviatiion du signal par rapport au point de consigne (zone III) 138

LISTE DES SYMBOLES

Γ_a : couple aérodynamique [Nm]

Γ_{cd} : couple transféré au système d'embrayage du groupe diesel [Nm]

Γ_{ce} : couple de torsion du couplage de la transmission de l'éolienne [Nm]

Γ_{em} : couple électromagnétique de la génératrice asynchrone [Nm]

Γ_m : couple moteur effectué sur l'arbre [Nm]

Γ_{mn} : couple moteur moyen effectué sur l'arbre [Nm]

Γ_r : couple dans l'entrefer de la génératrice [Nm]

ε : rendement du combustible

θ_{cd} : angle de torsion du couplage entre l'arbre du moteur et celui du générateur [rad]

θ_{ce} : déplacement relatif entre l'arbre de la turbine et le rotor de la génératrice asynchrone [rad]

λ : vitesse spécifique

ρ : densité de l'air [kg/m³]

τ_d : délai temporel de combustion [s]

τ_c : constante de temps représentant l'actionneur et le processus dynamique de combustion [s]

ω_d : vitesse de rotation du moteur [rad/s]

Ω_d : vitesse de rotation du moteur [rpm]

ω_{ga} : vitesse de rotation de l'arbre rapide (côté génératrice) de l'éolienne [rad/s]

Ω_{ga} : vitesse de rotation de l'arbre rapide (côté génératrice) [rpm]

ω_{gs} : vitesse de rotation de la génératrice synchrone du groupe diesel [rad/s]

ω_s : vitesse synchrone d'une génératrice [rad/s]

Ω_s la vitesse synchrone d'une génératrice [rpm]

ω_t : vitesse de rotation de l'arbre côté turbine [rad/s]

b_{cd} : amortissement du couplage du groupe diesel [Nms/rad]

b_{ce} : constante d'amortissement du couplage élastique de l'éolienne [Nms/rad]

b_d+b_e : amortissement par frottement total incluant les contributions du moteur, du système d'embrayage et de la roue d'inertie du diesel [Nms/rad]

$b_{vi}+b_{gs}$: amortissement par frottement total de la roue d'inertie et de la génératrice synchrone du diesel [Nms/rad]

C_f : coefficient de couple

C_p : coefficient de puissance

f_s : fréquence électrique [Hz]

g : glissement de la génératrice asynchrone

$J_d + J_e$: inertie totale du moteur diesel incluant les contributions du système d'embrayage et du volant d'inertie [kgm^2]

J_t et J_{ga} : constantes d'inertie de la turbine éolienne et de la génératrice asynchrone [kgm^2]

$J_{vi} + J_{gs}$: inertie totale de la roue d'inertie et de la génératrice [kgm^2]

K : caractéristique de l'approximation linéaire du couple électromagnétique de la génératrice asynchrone [Nm/rpm]

K_c : constante relative à la pression et à la consommation de combustible [$\text{Ns/m}^2\text{l}$]

k_{cd} : rigidité du couplage du groupe diesel [Nm/rad]

k_{ce} : constante de rigidité du couplage élastique de l'éolienne [Nm/rad]

K_v : constante représentant le volume de combustible emmagasiné [l]

m_f : débit massique de combustible [g/s]

n : facteur de vitesse du multiplicateur

n_c : nombre de cylindres du moteur diesel

p : nombre de paires de pôles

P_a : puissance aérodynamique [W]

P_{demande} : puissance demandée au système éolien diesel [W]

P_{diesel} : puissance fournie par le groupe diesel [W]

p_e : pression moyenne de la chambre du moteur [N/m^2]

$P_{\text{éolienne}}$: puissance fournie par l'éolienne [W]

p_0 : pression pour le couple nul [N/m^2]

q_d : taux d'entrée de combustible [l/s];

q_{eff} : taux de combustible effectif [l/s];

R_e : résistance des enroulements du stator [Ω]

R'_r : résistance de fuite des enroulements du rotor [Ω]

R : rayon des pales [m];

S_T : nombre de temps du moteur diesel

v : composante axiale de la vitesse du vent [m/s]

V_s : tension nominale ligne-ligne [V]

x_e : inductance des enroulements du stator [H]

x'_r : inductance de fuite des enroulements du rotor [H]

CHAPITRE I

INTRODUCTION

Une éolienne transforme l'énergie mécanique extraite du vent en énergie électrique. En raison du caractère non stationnaire de la source utilisée, le système d'asservissement d'une éolienne est particulièrement important. En effet, les turbulences du vent peuvent entraîner des fluctuations de tension et de fréquence. De plus, certaines conditions de vent ne permettent pas à l'éolienne de répondre entièrement à la demande ou la rendent non fonctionnelle. Dans ce cas, la demande doit être comblée par une autre source d'électricité. Si l'éolienne n'est pas reliée au réseau d'alimentation principal (stable), un autre dispositif, comme un groupe électrogène alimenté au diesel, doit fournir la stabilité électrique au réseau. Une centrale hybride se caractérise par le fonctionnement conjoint de dispositifs utilisant différentes sources d'énergie (éolienne, cellule photovoltaïque, groupe électrogène, etc.). Ainsi, les centrales hybrides servent notamment à alimenter des sites isolés où la production énergétique locale reste indépendante d'un grand réseau électrique. Toutefois, une telle configuration représente un certain défi technologique. La production de l'éolienne doit être maximisée tout en assurant une stabilité de la tension et de la fréquence produite. Le cas d'un groupe diesel combiné à une éolienne fera l'objet de cette étude.

Le présent projet porte sur l'influence de la production de l'éolienne sur la stabilité de la fréquence. Le système à l'étude est composé d'une éolienne de 55 kW et d'un groupe diesel de 50 kW. Le couplage entre ces deux composantes est basé sur un bilan de puissance c'est-à-dire que la puissance fournie par l'éolienne est perçue, du point de vue du groupe diesel, comme une charge positive. La simulation est basée sur un modèle mécanique détaillé et des équations électriques en régime permanent.

Avant de préciser la structure du mémoire, quelques concepts de base seront présentés. La mise en contexte de l'utilisation des systèmes hybrides sera abordée sur une trame historique. Afin d'assurer une compréhension du fonctionnement global d'un tel système, chacune des composantes ainsi que les types de génératrice utilisés seront exposés. Des concepts propres à la problématique du couplage éolien diesel, comme les modes de fonctionnement et le taux de pénétration, seront définis. Les différents critères permettant d'analyser les performances d'un système éolien diesel seront présentés : la fiabilité du système, la qualité de la puissance, le respect des standards imposés et les coûts de production. Cette étude sera ensuite introduite par les principaux enjeux de la problématique ainsi que l'énoncé des objectifs.

1.1 Historique et mise en contexte

L'intérêt pour les systèmes hybrides remonte à 1955, lorsque E.W. Golding a publié l'une des premières études soulevant l'intérêt économique d'intégrer des éoliennes à des réseaux isolés de moyenne puissance allant de 1 kW à quelques centaines de kilowatts (Jeffries 1994). Dans les sites isolés comme les milieux insulaires ou les milieux nordiques, le vent est une ressource abondante alors que les autres sources énergétiques sont plutôt manquantes et dispendieuses.

Les crises pétrolières des années soixante-dix ont motivé les premières applications dans le domaine du couplage éolien diesel. Au début de la décennie suivante, des laboratoires européens ont développé des installations en sites réels permettant ainsi la recherche expérimentale. Parallèlement, la modélisation théorique n'a connu un essor considérable que vers la fin des années quatre-vingt. Cette décennie, qui coïncide avec une diminution des coûts de production des éoliennes (Jeffries 1994), connaît un développement croissant dans les stratégies de contrôle et les techniques de validation des plateformes. Dans les années quatre-vingt-dix, la recherche et le développement axaient leurs efforts principalement sur les stratégies de contrôle des machines ou de l'ensemble du système.

Depuis le début des années 2000, la forte croissance économique mondiale entraîne une hausse de la consommation d'énergie. Au Québec seulement, la consommation totale d'énergie a

augmenté de 6,2 % entre 2006 et 2007. Durant cette période, l'électricité et le pétrole représentaient respectivement 39,9 % et 37,7 % de la consommation totale en énergie (MRNF 2007). Parallèlement, la perspective de changements climatiques provoqués par les émissions de gaz à effet de serre est devenue un enjeu majeur, duquel est issue une politique globale d'utilisation des énergies renouvelables et dans lequel le développement de l'énergie éolienne joue un rôle important. Ces initiatives sont entre autres encadrées par le protocole de Kyoto, ratifié par 141 pays et en vigueur depuis 2005 (Benhaddadi. 2008). De toutes les formes d'énergie, l'énergie éolienne est celle qui connaît la croissance la plus marquée au cours de la décennie 2000 à 2010 avec un taux annuel mondial de 25 à 30 %. En 2006, un record de 13 400 MW de capacité éolienne supplémentaire a été ajouté au réseau électrique à l'échelle mondiale comparativement à 11 500 MW en 2005. La même année, le Canada a doublé sa puissance éolienne installée la portant ainsi à plus de 1 450 MW. L'objectif pour 2015 est fixé à 10 000 MW (Benhaddadi. 2008)

Au Canada, une partie des besoins en combustibles fossiles dépend de certains facteurs géographiques. Le pays compte plus de 300 communautés sur des sites éloignés du réseau d'électrification principal qui sont traditionnellement alimentés par des groupes électrogènes (Iqbal 2003). En plus des risques de contamination des sols, de telles installations dépendent des fluctuations de prix du carburant. En 2004 au Nunavik, l'achat du carburant représentait 53,8 % des frais d'exploitation, soit 9,5 millions de dollars. Hydro-Québec estime que l'implantation de systèmes éolien diesel contribuerait à réduire cette consommation de 50 % (Saulnier 2004).

Comparativement à des sources d'énergie comme les combustibles fossiles, le vent est une ressource renouvelable, mais fluctuante. La disponibilité du vent dépend de plusieurs facteurs tels que les variations de température, la topographie du terrain et la présence d'obstacles. Compte tenu des caractéristiques de cette source énergétique, les éoliennes doivent fonctionner en couplage avec un autre système : les fluctuations de la valeur moyenne du vent influencent la productivité de l'éolienne, qui ne peut en conséquence fournir à elle seule la puissance demandée de façon continue. Ainsi, le développement d'un système hybride, composé d'une ou de plusieurs éoliennes et d'un groupe diesel, requiert une étude préalable sur la modélisation et la simulation des stratégies

de contrôle afin d'assurer la continuité de la puissance électrique fournie tout en minimisant la consommation de carburant. Une telle étude doit se baser sur une compréhension détaillée de la configuration et du fonctionnement des composantes.

1.2 Composantes d'un système éolien diesel

Le dimensionnement et la configuration des composantes d'un système hybride dépendent de la demande énergétique et des conditions de vent du site potentiel. La figure 1.1 montre la structure typique d'une centrale hybride. Selon la puissance à fournir, le système peut comporter une ou plusieurs éoliennes et génératrices diesel branchées en parallèle. Une unité de contrôle gère les modes de fonctionnement du système couplé en activant les différentes composantes afin de répondre à la demande du consommateur. Il est à noter que les cadres pointillés représentent des éléments optionnels servant à dispenser des surplus d'énergie pouvant être produits notamment par les éoliennes. Ainsi, un système hybride peut comporter une unité de stockage. Il existe différentes techniques de stockage, basées sur l'électrolyse (Khan 2005), des supraconducteurs magnétiques (Mufti), de l'air comprimé (Ibrahim H. 2006), ou encore plus classique, des bancs de batteries. Le cas échéant, certains systèmes sans stockage comprennent une charge de lissage contrôlable, constituée d'éléments résistifs chauffants, afin de gérer les surplus de puissance instantanée produits par l'éolienne (Kamwa 1990).

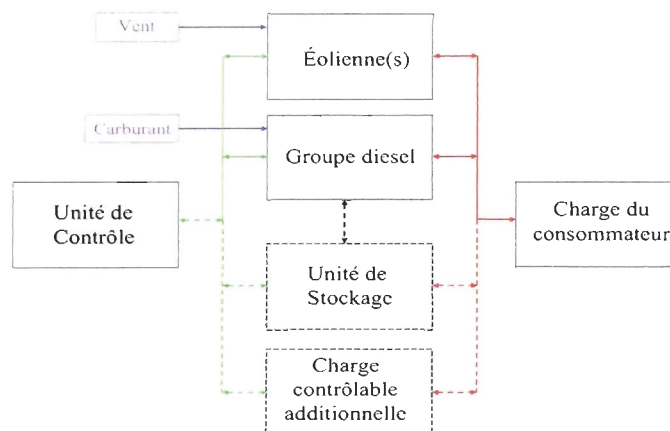


Figure 1.1 Schéma conceptuel d'une centrale de production électrique avec couplage éolien diesel pour un site isolé

Certains systèmes hybrides comprennent également des sources d'énergie complémentaires telles que des cellules photovoltaïques (McGowan 1999) ou un système micro-hydraulique (Bansal 2004). Dans le cadre de cette étude, les principales composantes d'un système éolien diesel sans stockage seront abordées : l'éolienne, le groupe diesel et leur génératrice.

1.2.1 Éolienne

La taille de l'éolienne influence le coût, la production et la complexité du contrôle. Dans la configuration même de l'éolienne, le choix de la génératrice s'avère un point important. Puisque les génératrices sont entraînées à des vitesses de rotation généralement supérieures à celles de la turbine, un multiplicateur de vitesse relie ces deux composantes.

Les génératrices synchrones sont utilisées dans les systèmes de moyenne et de grandes puissances (30 kW et plus). Un courant continu excite le rotor dont la vitesse de rotation détermine la fréquence de la tension triphasée produite. Ces machines exigent un contrôle minutieux dans les applications éoliennes afin d'éviter les accélérations brusques du rotor notamment lors des démarrages et des conditions de turbulences. Effectivement, une variation trop rapide du couple, qui est directement fonction de la vitesse de rotation, risque d'entraîner une perte de synchronisation et potentiellement un décrochage.

Les génératrices asynchrones, nommées également génératrices à induction, sont souvent couplées aux turbines éoliennes en raison de leur faible coût, leur fiabilité et leur résistance. Elles conviennent particulièrement aux systèmes de moyenne puissance. L'application d'un courant alternatif au stator induit un champ rotatif. La différence de vitesse entre ce dernier et la vitesse du rotor produit une induction au rotor qui se traduit en puissance électrique. Le rotor, plus rapide que le champ magnétique tournant, convertit l'énergie mécanique sur l'arbre en énergie électrique au stator. Comme les génératrices à induction consomment de la puissance réactive, elles requièrent quelques ajustements électroniques supplémentaires afin de pouvoir fonctionner en mode

autonome. Dans le cas des systèmes éolien diesel, la génératrice synchrone du groupe diesel peut fournir la puissance réactive nécessaire à l'amorçage de la génératrice asynchrone en plus d'assurer le contrôle de la puissance réactive pour l'ensemble du système hybride (Hunter 1994). Cette approche a comme effet de diminuer puissance réactive disponible puisque la génératrice asynchrone en consomme une partie.

1.2.2 Groupe diesel

La génératrice du groupe diesel a pour fonctions spécifiques de convertir la puissance mécanique générée par son moteur d'entraînement en puissance électrique, de répondre à la demande de puissance active du système (charges du consommateur, charge de lissage, génératrice diesel et contrôleurs), de réguler le niveau de tension du réseau, de fournir un courant de court-circuit en cas de surcharge et de fournir un courant d'appel aux machines à induction du système. La génératrice synchrone, qui est la plus souvent exploitée, remplit toutes ces conditions.

Les boucles d'asservissement du groupe diesel jouent un rôle essentiel dans la fonctionnalité du système hybride. Par la boucle de régulation automatique de la vitesse sur l'arbre (RAV), on assure les exigences concernant les déviations de la fréquence du réseau par rapport à la valeur de référence (50 Hz en Europe et 60 Hz en Amérique). La deuxième boucle d'asservissement a pour but de réguler automatiquement la tension du réseau (boucle RAT) et le facteur de puissance tout en tenant compte de la structure du système hybride.

Concernant le choix du moteur diesel, la dimension, le type de combustible, le mode d'aspiration (régulier ou turbo), le cycle d'opération (2 temps ou 4 temps) et le mode de refroidissement représentent les principaux facteurs à considérer. Les conditions techniques concernant le régime de fonctionnement, notamment la fréquence des opérations démarrage/arrêt et le régime de charge, sont importantes pour la sûreté et la durée de vie de l'équipement.

1.3 Modes de fonctionnement

Les principales composantes d'un système hybride sont mises en fonction selon les différentes conditions de vent possibles. Lorsque la vitesse du vent reste inférieure à la vitesse d'accrochage (condition de vents faibles), la vitesse de rotation de l'éolienne s'avère insuffisante pour générer de l'énergie électrique. Ainsi, le groupe diesel fonctionne seul. Dans des conditions de vents moyens, l'éolienne et le groupe diesel sont en service puisque la puissance éolienne ne peut combler la totalité de la demande. Dans ces deux cas, le groupe électrogène du diesel réalise l'asservissement de la tension et de la fréquence du réseau. L'éolienne est ainsi considérée comme une charge positive du point de vue du groupe diesel. Une attention particulière doit être portée pour ne pas surcharger les génératrices lorsque certaines sont éteintes (Hunter 1994). Lors de vents forts, l'éolienne peut assurer à elle seule la production énergétique. Un dispositif d'embrayage découple la génératrice du groupe diesel de son moteur d'entraînement. La génératrice peut alors fonctionner à vide comme compensateur synchrone. Dans ces conditions, l'excès de puissance produite par l'éolienne peut endommager l'équipement. La régulation de la production de l'éolienne, l'ajout d'une charge de lissage ou d'un système de stockage permettent d'optimiser la production de l'éolienne et de dissiper la puissance supplémentaire.

Les transitions entre les modes de fonctionnement entraînent l'interruption d'un ou de plusieurs éléments du groupe diesel. Des arrêts et des démarrages du moteur diesel fréquents engendrent de l'usure et une augmentation de la consommation de combustible. Une solution possible est l'utilisation d'un système de stockage à court terme (de 1 à 5 minutes), comme un volant d'inertie, pour réduire le nombre de cycles d'arrêt et de démarrage tout en maintenant une contribution de l'éolienne significative (Tomilison 1998).

1.4 Taux de pénétration

Les réseaux autonomes alimentés par des systèmes hybrides se caractérisent par leur capacité à absorber la puissance produite par l'éolienne. Le taux de pénétration instantané, aussi nommé taux de pénétration en puissance, se définit comme le rapport entre la puissance électrique

fournie par l'éolienne (kW) et la charge primaire (kW) pour un instant donné. Ce concept constitue un élément clé à considérer lors de l'évaluation de la stabilité d'un système (Weisser 2005) puisque les concepteurs souhaitent maximiser l'apport en production de l'éolienne tout en maintenant un signal électrique stable.

$$T_{\text{inst}} = \frac{\text{Puissance éolienne [kW]}}{\text{Charge primaire de la centrale [kW]}} \quad (1.1)$$

Le taux de pénétration moyen, aussi nommé taux de pénétration en énergie, exprime quant à lui la production électrique de l'éolienne (kWh) par rapport à la demande globale (kWh). Habituellement, ce rapport couvre une période de l'ordre des années. Pour un système donné, le taux de pénétration instantané maximal est supérieur au taux de pénétration moyen.

$$T_{\text{moy}} = \frac{\text{énergie éolienne [kWh]}}{\text{demande globale [kWh]}} \quad (1.2)$$

Pour les systèmes ayant un taux de pénétration faible, avec $T_{\text{inst}} < 50 \%$ et $T_{\text{moy}} < 20 \%$, le vent représente une charge positive du point de vue de la génératrice diesel. Une telle configuration s'avère facile à intégrer à des groupes diesel déjà opérationnels et n'exige pas de contrôle supplémentaire. Toutefois, l'économie de carburant reste peu significative ($< 20 \%$). De plus, le groupe diesel fonctionne plus souvent en dessous de sa charge limite permise. Afin d'assurer un meilleur rendement par rapport à la consommation de carburant, plusieurs fabricants recommandent de ne pas utiliser le moteur diesel en dessous de 30 % de la charge totale pour une longue période (Hunter 1994). Lorsque la puissance est inférieure à ce seuil, la relation entre la consommation de combustible et le couple mécanique est non linéaire. Il en résulte une consommation inutile de combustible, même si le moteur est pratiquement inactif.

Comparativement, les systèmes à taux de pénétration élevé, $T_{\text{inst}} > 100 \%$ et $T_{\text{moy}} > 50 \%$ (Weisser 2005) permettent une économie substantielle, mais requièrent le développement d'un système de contrôle global assurant une gestion automatisée de l'ensemble des composantes selon les différents modes de fonctionnement (Hunter 1994).

Certaines dispositions permettent d'augmenter le taux de pénétration d'un système éolien diesel. Il est possible de renforcer le réseau électrique en ajoutant une ligne en parallèle à la ligne existante ou en augmentant la caractéristique de tension maximale du réseau. Cette option s'avère coûteuse, mais peut être avantageuse lorsqu'une grande capacité du réseau est requise. Un moyen plus commun est de réguler la tension produite par l'éolienne sur le réseau. Par exemple, les pointes de puissance active ou réactive peuvent être atténuées en utilisant des thyristors pour brancher graduellement l'éolienne au réseau. L'utilisation d'une génératrice à vitesse variable pour l'éolienne avec un contrôleur intelligent assure un contrôle continu à la sortie des équipements. De plus, une utilisation judicieuse des prévisions de vitesses du vent permet un contrôle plus raffiné. Finalement, l'utilisation d'unités de stockage (court ou long terme) permet de gérer l'excès d'énergie produite par l'éolienne (Weisser 2005).

1.5 Critères d'évaluation

L'analyse d'un système éolien diesel peut se baser sur l'évaluation des taux de pénétration moyen ou instantané, mais d'autres facteurs importants, comme la qualité du système électrique, doivent également être considérés. Ce concept se définit de manière générique comme l'habileté à satisfaire les besoins des consommateurs. D'un point de vue quantitatif, la qualité de la puissance se traduit par la tolérance aux variations sur la fréquence et la tension. Suivant cet ordre d'idées, les aspects de base de la qualité des systèmes hybrides de production d'énergie électrique se décrivent en termes de disponibilité du système, de concordance aux standards imposés et de coût de production.

1.5.1 Fiabilité du système

Un système est dit fiable s'il assure la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs avec peu d'interruption sur une longue période de temps (Kundur 2004). Selon le conseil nord-américain de la fiabilité électrique (NERC : North American Electric Reliability Council), la fiabilité d'un système électrique peut être obtenue en considérant deux aspects fonctionnels. Le premier est la suffisance qui se réfère à la capacité d'un système électrique à combler en énergie les exigences du consommateur à chaque instant, en assumant que le

fonctionnement de certaines composantes du système puisse être interrompu. Le deuxième est la sécurité, soit l'aptitude d'un système électrique à résister à des perturbations subites telles qu'un court-circuit ou l'arrêt imprévu d'une ou plusieurs composantes (Kundur 2004). Ainsi, la sécurité d'un système dépend entre autres de son entretien.

La fiabilité d'un système électrique dépend également de la disponibilité de ses composantes c'est-à-dire le pourcentage de temps requis afin que les équipements produisent et rendent disponible l'énergie demandée par le consommateur (Hunter 1994). Pour un système hybride où chaque unité est réglable indépendamment, le fonctionnement est constamment ajusté afin d'assurer un approvisionnement en électricité à moindre coût. Idéalement, le système doit être en mesure de répondre à une demande stochastique. Pour l'éolienne, la disponibilité dépend de la nature stochastique du vent alors que celle du groupe diesel dépend de la présence de combustible dans le réservoir.

1.5.2 Qualité de la puissance

L'association danoise de l'industrie de l'éolien (The Danish Wind Industry Association) définit la qualité de la puissance électrique en termes de stabilité de la fréquence et de la tension en l'absence de bruits électriques tels que les distorsions harmoniques ou les papillotements. Ces fluctuations de tensions sont provoquées par des variations de puissance sur le réseau électrique (DWIA 2004).

Un système hybride comprend des sources énergétiques intermittentes sur le réseau qui peuvent affecter la qualité de la puissance fournie. Plus l'éolienne contribue à répondre à la charge instantanée, plus grande est l'influence des perturbations provoquées par cette source. Donc, la qualité électrique d'un réseau dépend du taux de pénétration. Un système à haute pénétration comportera plus de risque d'instabilité. Par exemple, les variations à court terme de la puissance éolienne peuvent provoquer des papillotements. Ces fluctuations rapides de la tension sur le réseau peuvent endommager le matériel sensible. Des variations de tension plus intenses sont également possibles. Cela survient notamment lors du démarrage de l'éolienne. La demande de courant pour la

magnétisation de sa génératrice au démarrage peut produire une chute de tension. Cette perturbation est souvent suivie d'une pointe de puissance lorsque la puissance active de la génératrice est jointe au réseau (Weisser 2005).

La stabilité en fréquence dépend également de l'interaction entre le groupe diesel et l'éolienne. Dans certains systèmes, la génératrice synchrone du groupe diesel fournit la puissance principale du dispositif de commande. La fréquence AC d'un réseau dépend entre autres des variations de la demande, de la rapidité de réaction ainsi que du système de contrôle du principal moteur d'entraînement que représente, dans le cas présenté ici, le groupe diesel. Le moteur principal réagira plus rapidement aux fluctuations du transit de puissance, qui dépend ici de la demande et de la production éolienne, meilleure sera la régulation de la fréquence (Manwell 2002).

1.5.3 Standards imposés

En théorie, une alimentation électrique de qualité parfaite implique un signal sinusoïdal continu et régulier. En pratique, il s'avère physiquement impossible que l'utilisateur obtienne une tension et une fréquence parfaitement stable. La qualité de la puissance est donc évaluée à partir du degré de variation par rapport aux valeurs nominales. Ces règles, faisant l'objet d'un consensus dans la communauté scientifique, sont gérées par des comités tels que le IEC, l'*International Electrotechnical Commission* ou l'UNIPED, *International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy*. Toute centrale électrique doit se conformer à ces standards qui incluent les aspects suivants :

- Les normes de qualité relatives à la fréquence réglementent les déviations admissibles en régime dynamique et stationnaire en fonction de la durée de ces déviations. Ces critères s'avèrent plus exigeants pour les systèmes électriques de grande puissance que pour les systèmes hybrides autonomes qui sont généralement de puissance moyenne. Malgré cela, il demeure très difficile d'assurer l'encadrement des variations de la fréquence du réseau autonome dans les limites admissibles.

- Le standard IEC 1000-2-2 (International Electrotechnical Commission) réglemente les limites admissibles de variations de tension. Une borne pour les variations relatives à la tension est imposée en fonction de la fréquence sur un intervalle de temps, de l'ordre d'une minute.

Il est à noter que les critères relatifs aux fluctuations de fréquence et de tension sont les plus importants. Il existe toutefois une interdépendance entre ces deux phénomènes. En effet, le niveau admissible des variations de fréquence dépend des variations de tension ainsi que de leur durée, tel qu'illustré à la figure 1.2 (DTR 2004). Celle-ci présente les limites admissibles, d'après les normes de qualité danoises, qui sont également valables pour tous les systèmes éoliens de production d'énergie électrique.

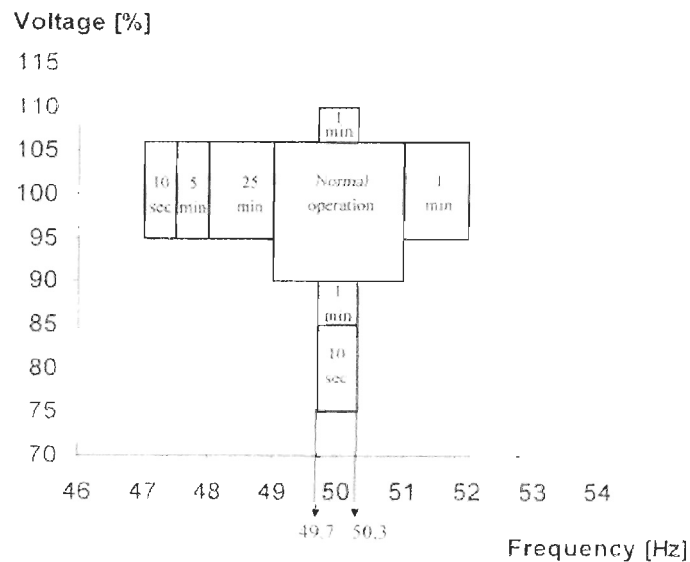


Figure 1.2 Exemple de limites de variation de tension en fonction des plages de fréquences

Cette figure permet de constater que les conditions imposées pour les déviations relatives de tension s'avèrent moins exigeantes par rapport à celles imposées aux déviations de fréquence. Elles varient de -10% à $+5\%$ pour le régime normal d'opération et de -5% à $+5\%$ dans le cas où les déviations de fréquence ne cadrent pas dans le régime normal d'opération. Comparativement, les déviations de fréquence varient de -2% à $+2\%$ dans le régime normal d'opération et de -0.6% à $+0.6\%$ dans le cas où les écarts de tension ne cadrent pas avec le régime normal d'opération.

1.5.4 Coût de production

L'aspect économique s'avère essentiel pour la viabilité d'un projet de système hybride. En plus du coût de l'investissement, des coûts de maintenance et d'entretien, il est important d'estimer l'économie de combustible réalisée par le fonctionnement de l'éolien. Toutefois, une évaluation réelle du coût du carburant requis au kilowattheure est difficilement à réalisable. Chaque kilowattheure produit par l'éolienne ne correspond pas directement à une économie de diesel correspondante, car l'efficacité du diesel diminue lorsque la charge diminue. Il s'en suit une augmentation de la consommation de diesel. Un groupe diesel fonctionnant sans charge consomme de 15 à 30 % de ce qu'il utiliserait à pleine charge. Ainsi, les estimations d'économie de carburant portent sur une échelle de temps à long terme. Les économies liées au transport et à l'entreposage du combustible sont également à considérer. Par exemple, dans certains villages de la baie d'Hudson, la livraison de combustible ne s'effectue qu'une fois par année (Jeffries 1994).

Parallèlement, les développements de projets éoliens en région éloignée comportent certains risques financiers particulièrement reliés aux phases de construction et de mise en service. Des facteurs tels que les conditions météorologiques et l'accessibilité au site sont à considérer dans la planification de ces projets. Globalement, des économies allant de 50 % à 80 % selon le gisement éolien (Saulnier 2004) sont possibles en plus de l'accroissement de la durée de vie des groupes diesels. Il est à noter que l'économie de combustible sera liée au taux de pénétration moyen du système hybride.

1.6 Problématique

Les particularités liées à l'opération des systèmes hybrides présentées ici soulèvent un certain questionnement. Le bon fonctionnement d'un système hybride est évalué à partir de deux exigences : l'efficacité énergétique, reflétée par le taux de pénétration, et la qualité de l'énergie fournie, dont l'évaluation se base sur les standards imposés. Puisque la vitesse du vent a une variation aléatoire, les deux critères à respecter comportent un caractère contradictoire. En effet, une vitesse moyenne de vent importante entraîne un taux de pénétration plus élevé, mais également des

turbulences. Ces fluctuations de la vitesse du vent provoquent des déviations de la fréquence et de la tension du réseau électrique compromettant ainsi la qualité de l'énergie électrique fournie. En contrepartie, une économie de combustible significative n'est possible que pour des systèmes à taux de pénétration élevés. Il s'avère donc pertinent de se demander de combien la contribution de l'éolienne peut-elle être augmentée dans un système couplé sans dépasser considérablement les limites de variations de tension et de fréquence permises. Cette question est d'autant plus importante dans le cas des systèmes sans stockage à long terme où les variations du signal électrique doivent être gérées principalement par le système de contrôle. Suivant cet ordre d'idée, toute stratégie de contrôle d'un système hybride devra trouver un compromis entre l'optimisation du taux de pénétration et la stabilité du signal électrique fourni. Cette problématique sera au cœur de la présente étude.

1.6.1 Objectifs particuliers

Le présent projet porte sur l'évaluation de l'influence des variations de couple mécanique de l'éolienne sur la production du groupe électrogène d'un système éolien diesel sans stockage dont le couplage est modélisé à partir d'un bilan de puissance. L'objectif général consiste à maximiser la production de l'éolienne tout en maintenant une fréquence du système stable. Les objectifs spécifiques sont :

- Développer une simulation informatique d'un système éolien diesel sans stockage comportant des entrées de vent ou de charge variables;
- Effectuer le réglage des contrôleurs de manière à optimiser l'apport en énergie de l'éolienne tout en assurant une stabilité de la fréquence;
- Étudier les fluctuations en fréquence d'un système éolien diesel pour différents taux de pénétration dans le but de minimiser ces variations;
- Analyser les variations de fréquence et évaluer la puissance produite par le système couplé en fonction des fluctuations de vent;
- Évaluer les variations de la consommation de carburant en réaction aux variations de vent.

La section suivante présente les étapes nécessaires à la réalisation de ces objectifs.

1.7 Structure du mémoire

Certains projets de recherche comportent une démarche empirique basée sur un banc de tests ou un système existant. Comparativement, cette étude consiste à observer des phénomènes physiques à partir d'une simulation numérique. Cette démarche s'avère tout aussi pertinente, car elle consiste en une étude préliminaire à une éventuelle application réelle d'un système éolien diesel. Puisque l'instauration d'une telle centrale s'avère coûteuse, il est avantageux de connaître préalablement le comportement du système. La réalisation de ce simulateur et des objectifs est rendue possible par une démarche structurée et rigoureuse. Les étapes essentielles de ce projet sont :

- Revoir l'ensemble des catégories de modèles existants et des exemples de simulateurs (chapitre 2);
- Cibler le type de modèle qui est en mesure de mieux répondre aux objectifs définis (chapitre 2);
- Établir la configuration du système à l'étude (chapitre 2);
- À la lumière des objectifs, du choix du modèle et de la configuration du système, préciser la méthodologie (chapitre 2);
- Choisir les modèles de l'éolienne, du groupe diesel et du couplage entre ces deux sous-systèmes (chapitre 3);
- Définir et justifier le choix des paramètres des modèles (chapitre 3);
- Élaborer une stratégie de contrôle du groupe diesel et de l'éolienne (chapitre 4);
- Mettre au point les régulateurs (chapitre 4);
- Générer une série de résultats comportant la mesure exacte du vent et d'autres ayant un biais de mesure (chapitre 5);
- Générer une série de résultats à partir d'entrées de vent échelon et d'entrées de vent stochastique (chapitre 5);
- Analyser l'influence du fonctionnement de l'éolienne sur la production en fréquence et en puissance du système couplé, et ce, pour l'ensemble de la plage de vitesse de vent possible (chapitre 5).

En résumé, une révision des différents types de modèles et des exemples de simulateurs sera d'abord présentée. La méthodologie sera développée en considérant cet état des lieux ainsi que les objectifs ciblés. Pour chacune des composantes, soit l'éolienne et le groupe diesel, les choix des modèles théoriques et des paramètres seront présentés et justifiés. Le système couplé sera utilisé pour le réglage des contrôleurs du groupe diesel et de l'éolienne.

CHAPITRE 2

REVUE DES MODÈLES EXISTANTS ET MÉTHODOLOGIE

Le fonctionnement conjoint d'une éolienne et d'un groupe diesel est un système complexe. Il faut, entre autres, gérer les arrêts et les démarrages des sous-systèmes selon le mode de fonctionnement et optimiser la production de l'éolienne tout en assurant une qualité de puissance. Une simulation numérique illustre la dynamique du système et permet ainsi d'anticiper certains problèmes avant qu'ils ne surviennent en réalité. Elle se base sur des modèles, soit des équations mathématiques représentant le comportement de chaque composante. Le niveau de détail d'un modèle dépend des objectifs de l'étude et de ce que l'on souhaite représenter dans la simulation.

La présentation des différentes catégories de modèles permettra de préciser l'approche de ce projet en ciblant le type de modélisation le plus approprié en fonction des besoins définis à partir des objectifs. Les deux principales catégories de modèles, soient les modèles logistiques et dynamiques seront d'abord présentées. Le cadre méthodologique proposé ensuite permettra de spécifier les grandes étapes et les hypothèses de travail.

2.1 Types de modélisations

Les simulations informatiques peuvent être basées sur différents types de modèles. Ces derniers dépendent des objectifs des concepteurs, comme l'estimation de la rentabilité du site à long terme, l'évaluation de l'influence du choix de composantes particulières ou le développement des stratégies de contrôle. Les modèles existants peuvent être classés selon différents critères : le temps

de simulation (long terme ou court terme), la nature des équations (mécaniques, électriques, électromécaniques) ou le niveau de complexité des expressions mathématiques utilisées (linéaires ou non linéaires). McGowan et Manwell distinguent deux grandes catégories de systèmes hybrides : les modèles logistiques et les modèles dynamiques (McGowan 1999).

2.1.1 Modèles logistiques

Les modèles logistiques permettent de représenter les opérations à long terme. Ainsi, ils assument que la dynamique à court terme est stable et convient à des études en régime stationnaire. Les modèles logistiques se divisent en deux sous-groupes : les modèles probabilistes et les modèles en série chronologique.

Les modèles probabilistes utilisent des équations simplifiées. Ils n'exigent donc pas de connaissances détaillées du système physique ni de séries de données exhaustives du vent ou de la demande. Ils décrivent le système d'un point de vue statistique en utilisant les propriétés stochastiques du vent et de la demande pour un site précis. Ces modèles restent les plus appropriés pour des études à long terme, soit un an et plus (Hunter 1994).

Comme pour les modèles probabilistes, les modèles en séries chronologiques sont utilisés pour des prédictions générales comme des évaluations économiques à long terme et les évaluations des performances de la configuration du système éolien diesel en termes d'économie de carburant, du nombre de cycles démarrage/arrêt des moteurs diesel et de délestage d'énergie. Toutefois, ils sont également utilisés pour concevoir une configuration optimale comprenant le nombre et les dimensions des composantes, puis le choix d'un système de contrôle approprié. Les modèles en séries chronologiques utilisent un pas de temps allant d'une minute à une heure. Ces modèles ayant un pas de temps élevé requièrent peu de détails sur la dynamique du système et sont considérés comme des modèles stationnaires. Il est à noter que les modèles ayant un système de stockage à court terme ou aucun système de stockage doivent avoir un pas de temps plus petit afin d'inclure les

effets des turbulences locales dues aux arrêts et aux démarrages du groupe diesel ainsi que de la stratégie de contrôle du système. Les modèles en séries chronologiques sont basés sur un bilan de puissance qui impose un équilibre entre la variation d'énergie produite par le groupe diesel et l'éolienne par rapport à la demande, aux pertes et à la capacité de stockage.

2.1.1.1 Exemples de simulateurs basés sur les modèles logistiques

Le simulateur *HYBRID*, développé à l'université du Massachusetts, est un exemple d'application de modèle en séries chronologiques. Son pas de temps explicite peut varier entre 10 minutes et 1 heure. Le simulateur a été conçu pour un système éolien diesel, mais il peut inclure également un banc de batteries ainsi qu'un système photovoltaïque. Le modèle permet la simulation de différents types de génératrices diesel et d'éoliennes dont les sorties peuvent être corrélées ou non. Les entrées du simulateur sont des déviations moyennes de puissance et de charge sur un pas de temps où les probabilités de variation au cours de cet intervalle sont estimées par une distribution. Tout en déterminant la répartition des actions de chaque composante requise pour satisfaire à la charge, il décrit les performances du système en matière de consommation de carburant, de puissance dissipée ou d'utilisation de stockage (Manwell 1994).

Le logiciel *HOMER* (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewable*), développé par le *National Renewable Energy Laboratory*, est également un exemple de modèle logistique. Cet outil de simulation employé par plus de 2 600 utilisateurs actifs à travers 184 pays est l'un des plus puissants dans sa catégorie (NREL 2010). Il est utilisé pour le dimensionnement et l'optimisation de différentes composantes telles qu'une éolienne, un groupe diesel, des cellules photovoltaïques, un système de conversion énergétique de la biomasse, un électrolyseur et des batteries. Khan et Iqbal (Khan 2005) présentent une application de ce logiciel pour une étude de pré faisabilité pour un projet à Saint-Jean de Terre-Neuve. Ils ont dû fournir des données de vent et de consommation énergétique mesurées pour chaque heure et échelonnées sur plus d'un an ainsi que des données sur les coûts d'utilisations des composantes. Après avoir testé différentes configurations, ils ont pu conclure qu'un système éolien diesel avec un banc de batteries s'avérait la configuration optimale dans les circonstances.

Le logiciel Canadien *RETScreen*, développé par le centre de la technologie de l'énergie de CANMET, calcule également la production énergétique annuelle à partir de données moyennes annuelles (RNC. 2010). Comme la plupart des modèles logistiques, ce simulateur est utilisé pour des études de pré faisabilité.

Parallèlement, certains chercheurs ont développé leurs propres modèles afin de traiter des aspects spécifiques. Par exemple, Hongwei propose une étude d'optimisation des coûts d'utilisation d'un système éolien diesel basée sur un bilan de puissance et utilisant la programmation dynamique (Hongwei 1999).

2.1.2 Modèles dynamiques

Comparativement aux modèles logistiques, les modèles dynamiques permettent une analyse à court terme. Lorsque l'échelle de temps est plus courte, les effets dynamiques deviennent plus significatifs. Ces types de modèles sont utilisés entre autres pour tester des stratégies de contrôle et ainsi optimiser la production. Les modèles dynamiques se divisent en deux principales catégories : les modèles mécaniques dynamiques, puis les modèles mécaniques et électriques détaillés.

2.1.2.1 Modèles mécaniques dynamiques

Les modèles mécaniques dynamiques sont une extension des modèles en séries chronologiques. Ils comprennent les équations de mouvement des composantes mécaniques du groupe diesel et de l'éolienne. Basés sur un bilan de puissance, ils représentent la base d'une évaluation des performances à court terme. Ils mettent en évidence la dynamique la plus lente du système et représentent ainsi une première indication de la stabilité et la qualité de la fréquence.

Un niveau de modélisation plus détaillé s'obtient en ajoutant au modèle mécanique les équations électriques en régime stationnaire. Généralement, ce type de modèle comprend une

analyse plus précise de la dynamique mécanique du moteur diesel et de l'éolienne, ainsi que du dispositif de régulation de vitesse. Il devient possible de déterminer les modes d'oscillations mécaniques en modélisant le multiplicateur de vitesse. De plus, l'ajout du glissement de la génératrice à induction ainsi que de l'angle de torsion sur l'arbre de la génératrice synchrone permet d'observer les oscillations mécaniques dues aux interactions avec les génératrices. L'ajout de ces éléments améliore l'estimation de la stabilité en fréquence et fournit une approximation sommaire de la stabilité en tension.

2.1.2.2 Exemples de simulateurs basés sur les modèles mécaniques dynamiques

L'analyse de Das utilise un exemple de modèle mécanique dynamique détaillé et électrique stationnaire. Le système proposé est constitué d'une éolienne de 150 kW et d'une génératrice diesel de 350 kW. L'analyse dans le domaine temporel permet une étude des performances du système de puissance (Das D. 1999). Le couplage est modélisé à partir d'un bilan de puissance. Papathanassiou et Papadopoulos utilisent également ce principe dans leur étude dynamique d'un système autonome composé d'une génératrice diesel et d'une éolienne de 500 kW chacune. Une extension de ce modèle permet d'inclure différents types d'éoliennes : constituées d'une génératrice synchrone ou à induction, contrôlées par la variation de l'angle de calage ou par décrochage, opérant en mode autonome ou raccordée à un réseau infini. Leurs objectifs consistent à déterminer les principaux facteurs affectant le comportement du système et illustrer l'effet du régulateur de vitesse et du contrôle de l'angle de calage sur les performances du système couplé (Papathanassiou 2001).

2.1.2.3 Modèles mécaniques et électriques détaillés

Les modèles mécaniques et électriques détaillés se divisent en trois classes selon leur niveau de précision des équations électriques : les modèles électriques transitoires, subtransitoires et complets.

Les modèles électriques transitoires indiquent les interactions entre les variations mécaniques rapides, de l'arbre et du multiplicateur de vitesse, puis les variations électriques lentes. Leur pas de temps minimal est de 50 ms. Le branchement ou la déconnexion des appareils électriques ainsi que la réponse de l'électronique de puissance y sont négligés. Comparativement, les modèles électriques subtransitoires ont un pas de temps d'environ 10 ms. Ils tiennent compte de l'amortissement des enroulements des génératrices, mais négligent la réponse transitoire du stator et les effets des fluctuations de fréquence du système. Finalement, les modèles électriques complets incluent le modèle subtransitoire des génératrices, le transitoire des stators et les effets des variations de fréquence. Leur constante de temps est de quelques microsecondes. Ils tiennent compte habituellement de la réponse transitoire du réseau. Toutefois, cette dernière peut être négligée pour des petits systèmes ayant de courtes lignes de transmission.

2.1.2.4 Exemples de simulateurs basés sur les modèles mécaniques et électriques détaillés

Plusieurs chercheurs universitaires ont développé leurs propres simulateurs. Par exemple, Tsitsovits et Freris en proposent un basé sur le modèle mécanique détaillé et le modèle électrique avec un transitoire lent. À l'aide d'une simulation développée à partir d'un modèle hypothétique, ils élaborent un système de contrôle de fréquence par la charge de lissage et le pas variable (Tsitsovits A.J. 1983).

Parallèlement, Stavrakakis et Kariniotakis présentent les équations dynamiques d'une éolienne et d'un groupe diesel, puis leur synthèse en un modèle unifié. Ils définissent les modèles électriques à un niveau subtransitoire où la saturation magnétique est négligée. Ce modèle considère une charge fixe en fonction du temps (Stavrakakis 1995).

Les simulateurs basés sur le modèle mécanique et électrique complet sont les plus complexes et résultent souvent d'une étroite collaboration entre différents spécialistes ayant concentré leurs efforts sur l'un des nombreux aspects du système global. Par exemple, le simulateur *JODYMOD*

(Joule Dynamique MODular MODeL) développé par le programme *CEC JOULE* (Commission of the European Communities Joint Opportunities for Unconventional or Long-term Energy) s'avère un modèle dynamique exhaustif et multifonctionnel puisqu'il regroupe un ensemble de modèles existants. Implanté dans le système d'exploitation *CYPROS/ESIM*, le simulateur *JODYMOD* permet de créer le modèle dynamique d'un système spécifié par l'utilisateur en se référant à une bibliothèque de composantes. Ce simulateur s'inscrit dans le projet international « Engineering Design Tools for Wind-Diesel Systems ». Sa partie mécanique, basée sur un modèle d'élément fini développée par le centre Risø au Danemark (Tomilison 1998) peut comprendre jusqu'à 10 degrés de liberté. Sa partie électrique est basée sur un modèle norvégien nommé VINDI.

2.1.3 Traitement des effets non linéaires

La grande majorité de ces modèles comporte des éléments non linéaires dans leurs équations. La saturation magnétique dans la génératrice asynchrone de l'éolienne, le calcul du couple aérodynamique de l'éolienne exprimé en fonction de la vitesse de rotation, la dynamique de combustion du moteur diesel en sont quelques exemples. Pour tout système linéaire, la sortie est proportionnelle à l'entrée et la sortie d'une combinaison d'entrées équivaut à une combinaison de sorties des mêmes entrées prises indépendamment. Toutefois, ceci n'est pas le cas pour un système non linéaire. Ainsi, les systèmes non linéaires semblent avoir une dynamique moins facilement prévisible. Il existe différentes approches pour traiter mathématiquement ces non-linéarités : elles peuvent être linéarisées localement ou traitées explicitement.

Il est possible de linéariser le système d'équations soit par réduction d'ordre ou en se limitant à de courts déplacements autour d'un point de fonctionnement. Ce traitement mathématique permet d'analyser le système avec les outils propres aux systèmes linéaires. Par exemple, Kamwa (Kamwa 1990) a développé, avec le concours d'Hydro-Québec, un modèle linéarisé dont les parties mécaniques et électriques sont détaillées. Ce modèle est valide pour de petites variations au voisinage du point de fonctionnement nominal. Dans ce cas, il importe de définir clairement les limites de validité de cette approximation. D'autres chercheurs d'Hydro-Québec ont fait une

extension non linéaire de ce modèle avec le banc d'essai de l'AWTS (Atlantic Wind Test Site) (Tomilison 1998).

Il est également possible de modéliser explicitement le système non linéaire. La dynamique d'un modèle tenant compte des non-linéarités est plus complexe à traiter, mais est aussi plus réaliste. Par exemple, Jeffries utilise le langage ACSL (Advanced Continuous Simulation Language) pour développer un modèle global dont la partie mécanique est détaillée et la partie électrique est transitoire. Son approche est basée sur l'étude de l'influence du dimensionnement des composantes et des paramètres d'un système éolien diesel sans stockage. La thèse de Jeffries constitue une référence, car des plages typiques de valeurs normalisées des paramètres des composantes dominantes y sont identifiées (Jeffries 1994). Il est à noter que certaines plates-formes de simulation telles que Simulink permettent d'implémenter directement les équations linéaires et d'en observer le comportement. Même si elle reste sommaire d'un point de vue du traitement mathématique, cette approche facilite une première analyse. Elle permet entre autres de visualiser l'impact des phénomènes non linéaires. D'ailleurs, les modèles physiques du système à l'étude seront implémentés dans SIMULINK.

2.2 Précision de l'étude et Méthodologie

Une fois l'ensemble des catégories de modèles de système éolien diesel connu, il devient plus simple de spécifier l'approche de modélisation et la configuration du système qui répondront le mieux aux objectifs ciblés. Certains éléments de méthodologie, comme la délimitation des modèles et la structure du système d'asservissement, seront ensuite précisés.

2.2.1 Approche de modélisation

L'objectif de cette étude consiste à évaluer les variations de couple mécanique de l'éolienne sur la production du groupe électrogène d'un système éolien diesel dans le but d'optimiser la production de l'éolienne tout en maintenant une fréquence du système stable. Sa réalisation sera

assurée par le développement d'un simulateur de système éolien diesel. Les régulateurs de chaque sous-système seront mis au point de manière à optimiser l'apport de l'énergie éolienne tout en assurant une fréquence électrique stable. Cette simulation permettra de vérifier à quel point il devient difficile d'obtenir une fréquence stable lorsque la production de l'éolienne augmente.

Afin d'atteindre cet objectif, un modèle mécanique détaillé, avec les équations électriques en régime permanent, basé sur un bilan de puissance s'avère le plus adéquat. Cette approche comporte plusieurs avantages. Elle permet d'abord l'étude des interactions mécaniques en général, indépendamment d'une configuration particulière du système de conversion électrique. En effet, l'utilisation des équations électriques en régime permanent permet de mettre l'accent sur la dynamique des composantes mécaniques. Un simulateur réalisé indépendamment est flexible et peut s'adapter facilement à des essais physiques sur un site expérimental ou sur un banc de test. De plus, une simulation basée sur un modèle mécanique détaillé représente une analyse préalable à un éventuel modèle global. Elle permet de cibler l'influence des composantes mécaniques sur la stabilité de la fréquence du système dans un modèle où la partie électrique est détaillée.

2.2.2 Configuration du système et modélisation des composantes

Ainsi, un modèle mécanique détaillé avec les équations électriques en régime permanent sera utilisé pour rendre compte du comportement du système à l'étude. Le schéma conceptuel de ce dernier est présenté à la figure 2.1. Un moteur diesel entraîne une génératrice synchrone. Ce groupe électrogène est branché sur un réseau triphasé parallèlement à une génératrice à induction qui est entraînée par la turbine éolienne. Le groupe diesel est directement branché au réseau alors que l'éolienne est reliée au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance. Ces deux sous-systèmes ont leur propre dispositif de régulation de fréquence et de tension.

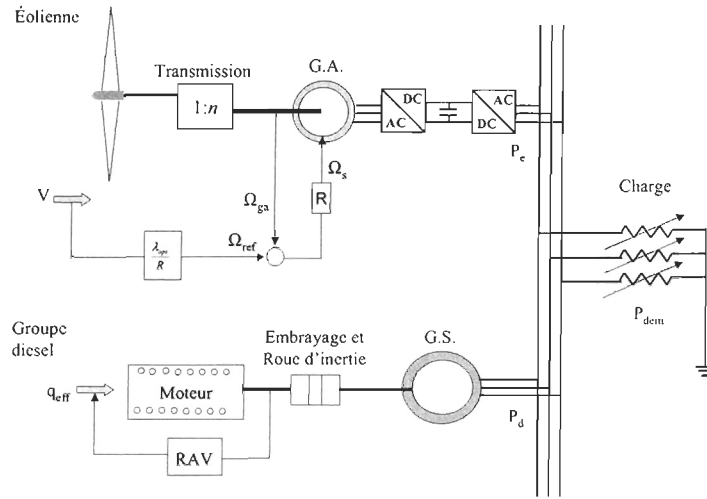


Figure 2.1 Schéma du système hybride à l'étude

Tel que mentionné plus tôt, la présente étude mettra l'accent sur les composantes mécaniques. Pour l'éolienne, le modèle comprendra la dynamique du vent, du rotor et du train de puissance. Toutefois, la dynamique de la structure, incluant la tour et l'interaction entre la tour et la nacelle, sera négligée. Pour le groupe diesel, les parties relatives à la combustion, la conversion énergétique et le train de puissance seront modélisées. Concernant l'aspect électrique, les équations des couples électromagnétiques en régime permanent modéliseront les génératrices. La rapidité de la dynamique des composantes d'électronique de puissance, comparativement à celle des composantes mécaniques, minimise son influence à ce niveau de modélisation. Ainsi, ces composantes ne seront pas détaillées et leur temps de réaction sera estimé instantané.

Puisque la dynamique électrique n'est pas explicitée, le réseau électrique n'a pas à être modélisé en détail. Les interactions entre les deux sous-systèmes, soient le groupe diesel et le groupe éolien seront plutôt illustrées par un bilan de puissance, dont le principe essentiel est résumé par l'équation (2.1). Du point de vue du groupe diesel, la puissance fournie par l'éolienne est perçue comme une charge positive :

$$P_{diesel} = P_{demande} - P_{éolienne} + P_{charge} \quad (2.1)$$

où

P_{diesel} : puissance active du groupe diesel [W] ;

$P_{demande}$: demande de puissance active dans le réseau [W];

$P_{éolienne}$: puissance active fournie par l'éolienne [W];

P_{charge} : puissance active dissipée dans la charge de lissage [W].

Les puissances $P_{demande}$ et $P_{éolienne}$, qui sont des variables exogènes du point de vue du groupe diesel, peuvent avoir des variations déterministes ou aléatoires. Ces variations influencent la production en puissance du groupe diesel P_{diesel} . Au niveau de l'équation du mouvement de la génératrice synchrone, la vitesse Ω_{gs} de rotation du rotor, qui est proportionnelle à la fréquence du réseau, est déterminée par le couple actif du moteur diesel et par le couple résistant issu de la puissance P_{diesel} calculée par l'équation (2.1). Puisque la vitesse Ω_{gs} est presque constante, le couple résistant linéarisé autour du point de fonctionnement correspond à :

$$\Gamma_r(t) = \frac{P_d(t)}{\Omega_{gs}} \quad (2.2)$$

Donc, toute fluctuation des variables exogènes $P_{demande}$ et $P_{éolienne}$ fait varier le couple résistant $\Gamma_r(t)$ et par conséquent la vitesse de rotation de l'arbre du moteur diesel. Ainsi, la boucle RAV, illustrée à la figure 2.1, doit ajuster la vitesse de rotation de l'arbre.

En résumé, cette étude se limite à une analyse essentiellement mécanique, les composantes électriques ne seront pas modélisées très explicitement. Le système est estimé comme un microréseau (autonome) dont la fréquence électrique correspond à celle fournie par le groupe diesel. Cette fréquence sera exprimée en fonction de la vitesse de rotation d'arbre de la génératrice et du rendement des génératrices.

2.2.3 Précision de la stratégie de contrôle et simulation

Certaines hypothèses de travail régiront le développement des contrôleurs. L'intérêt ici est de spécifier quels régulateurs seront modélisés et quelles variables seront traitées. D'abord, cette étude ne portera pas sur l'influence des transitions entre les modes de fonctionnement, mais se concentrera principalement sur le cas où l'éolienne fonctionne conjointement avec le groupe diesel. De plus, le modèle électrique dynamique du réseau n'étant pas détaillé, il n'y aura pas de développement explicite du contrôle global pour l'ensemble du système. Comme ce niveau de contrôle est très rapide, il sera modélisé par des relations instantanées. Une charge de lissage sera modélisée afin de dissiper l'excès de puissance fournie par l'éolienne. Chaque sous-système a son propre système de contrôle. Dans le même ordre d'idées, les équations électriques sont en régime permanent et l'action des composantes d'électronique de puissance ne sera pas étudiée en détail. Ainsi, cette étude ne portera pas sur le contrôle de la tension électrique. Une telle analyse sera plus pertinente dans le cadre d'une étude où la dynamique des génératrices serait explicitée.

Ainsi, la présente analyse sera basée sur l'étude de la boucle de régulation de vitesse (RAV) du groupe diesel, incluse dans le système hybride, pour différentes conditions de vent ou de charge. D'ailleurs, la figure 1.2 illustre que les exigences concernant la fréquence du réseau sont plus strictes que celles s'appliquant à la tension. Pour cette configuration, les variables exogènes comprennent la vitesse du vent, qui est une variable aléatoire non stationnaire, et la puissance active demandée au réseau. La vitesse sur l'arbre du diesel est une variable d'état qui représente la sortie de la boucle RAV et dont les performances déterminent les déviations de la fréquence du réseau.

Concernant la régulation de la production de l'éolienne, celle-ci se divise en trois zones. Lorsque le vent est faible, mais suffisant pour activer l'éolienne, la vitesse de rotation du rotor de la génératrice asynchrone est régulée de manière à faire fonctionner la turbine à la vitesse spécifique nominale. Ainsi, l'éolienne rend la puissance la plus élevée qu'il lui est possible de fournir selon les conditions de vent (zone I). Une fois que le rotor a atteint sa vitesse nominale, le régulateur est saturé au niveau de sa variable manipulée. Dans cette région, la vitesse de rotation varie faiblement autour de sa valeur nominale jusqu'à ce que la puissance nominale de l'éolienne soit atteinte

(zone II). Si le vent est suffisamment fort, l'éolienne fournit sa puissance nominale (zone III). Afin de limiter les risques de bris, la puissance doit alors être régulée de manière à ne pas dépasser sa valeur nominale à partir de ce point.

Le schéma de la figure 2.2 donne une vue d'ensemble des stratégies de contrôle du système hybride selon ses différents modes de fonctionnement. Les dispositifs de contrôle du groupe diesel régulent la tension et la fréquence lorsque ce sous-système fonctionne seul. Le principe est le même si le vent permet à l'éolienne de fonctionner seule (indépendamment du groupe diesel ou en mode autonome). Le cas qui fait l'objet de cette étude est celui où les deux sous-systèmes fonctionnent simultanément. Cette situation est illustrée par les cases blanches à la figure 2.2. La fréquence du réseau est régulée par la boucle RAV du groupe diesel. Tel que mentionné précédemment, la tension est régulée par un dispositif d'électronique de puissance qui ne sera pas discuté en détail dans cette étude.

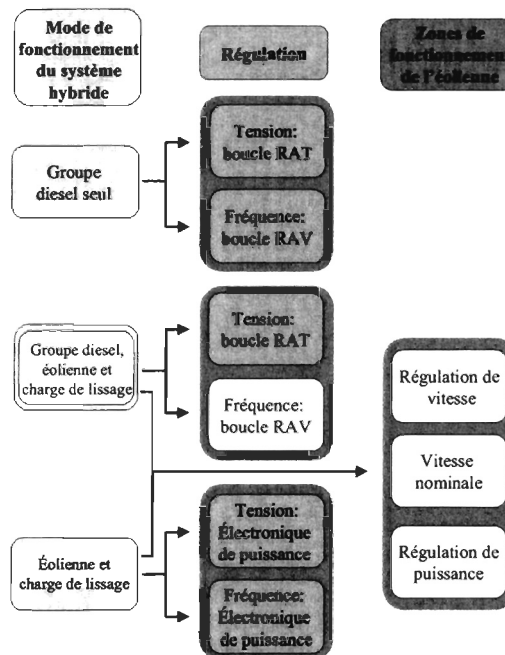


Figure 2.2 Modes de fonctionnement du système couplé

Bref, les simulations, dont la durée restera inférieure à 5 minutes, s'attarderont aux fluctuations à court terme. L'observation de l'impact des variations de vent ou de charge sur les variables régulées, que sont les vitesses de rotation et les flux de puissance, permettra le dimensionnement des contrôleurs. Auparavant, les modèles de chacune des composantes du système doivent être définis et implémentés. Ils seront basés sur les équations mécaniques dynamiques et électriques en régime permanent.

CHAPITRE 3

MODÉLISATION DU SYSTÈME

Le niveau de détail d'un simulateur de systèmes éoliens diesel utilisé dépend des objectifs recherchés. Un modèle logistique permet d'évaluer la rentabilité d'une centrale électrique et l'économie en combustible à long terme. Comparativement, un modèle dynamique, appliqué dans une simulation à court terme, permet plutôt d'estimer l'influence qu'ont certaines composantes sur les standards de qualité imposés à l'onde sur le réseau électrique.

Cette étude vise principalement à observer l'influence de l'interaction entre la production de l'éolienne et celle du groupe diesel sur la fréquence et la puissance active du réseau. Le présent chapitre est consacré à la présentation ainsi qu'à la justification des choix de modèles du groupe électrogène, de l'aérogénérateur et de leur couplage. Les équations dynamiques des sous-systèmes mécaniques seront détaillées alors que la partie électrique sera modélisée en régime permanent.

Les principes fondamentaux régissant le fonctionnement d'une éolienne seront d'abord présentés. Une fois les modèles aérodynamique, mécanique et électrique décrits, le choix des paramètres caractérisant une éolienne de 55 kW sera justifié. La présentation du modèle du groupe diesel et de ses sous-systèmes d'alimentation, de combustion, de transmission de vitesse et de production électrique précèdera le choix des paramètres d'un groupe électrogène de 50 kW. Le choix du modèle du couplage entre l'éolienne et le groupe diesel sera ensuite exposé. Ce détail du bilan de puissance permettra de cibler les régions de fonctionnement pertinentes à cette étude.

3.1 Modélisation des composantes de l'éolienne

À la base, le vent provoque le mouvement du rotor de l'éolienne qui, à son tour, entraîne une génératrice pour produire de l'électricité. Il existe deux grandes catégories d'éolienne : à axe de rotation vertical et horizontal. Une éolienne à axe de rotation vertical peut capter le vent dans n'importe quelle direction. La génératrice et l'équipement de transmission se situent au sol. Même si cet équipement est facilement accessible, l'entretien s'avère complexe. De plus, le rotor vertical, maintenu par des haubans, intercepte le vent et diminue l'énergie. Au cours des dernières décennies, la popularité des éoliennes à axe vertical a connu une décroissance au profit des éoliennes à axe horizontal (Bianchi 2007). Selon cette configuration, le rotor se situe au sommet de la tour où le vent est plus fort et moins turbulent. Le rotor, composé des pales et du moyeu, est relié à une nacelle qui comporte la transmission de vitesse ainsi que la génératrice. Un système d'orientation peut déplacer la nacelle pour maximiser la capture d'énergie. Les dispositifs d'électronique de puissance se situent au niveau du sol.

Une éolienne s'avère un système complexe constitué de plusieurs composantes faisant appel à différentes disciplines de l'ingénierie telles que l'aérodynamisme, la mécanique, l'électricité et l'électronique. Chacune de ces composantes comporte des spécificités qui doivent être considérées dans le choix ou la conception d'une éolienne. Par exemple, l'aérodynamisme comprend le nombre de pales ainsi que certains paramètres géométriques comme le profil, la vrille, le rayon ou la longueur de la corde d'une pale. Le pas des pales peut varier ou non. D'un point de vue mécanique, le couplage peut être rigide ou flexible, à attaque directe ou avec un multiplicateur de vitesse. Différents choix relatifs à la structure comme le type de tour ou les matériaux s'imposent également. Du côté électrique, la puissance nominale, le type de génératrice, les contrôleurs ainsi que les dispositifs électroniques sont des facteurs à considérer. Une éolienne peut fonctionner à vitesse fixe ou variable. Elle peut également bénéficier d'un système de stockage ou non.

Le modèle choisi ici correspond à une éolienne à axe horizontal à trois pales dont la puissance nominale équivaut à 55 kW. Une éolienne de moyenne puissance, dont une grande partie des paramètres est disponible (Uhlen 1994), se prête à une application réaliste et pertinente d'un

système hybride. Concernant l'optimisation de la production, le pas est fixe et la vitesse de la génératrice varie. La modélisation du système se limitera à un cas sans stockage. La présentation des modèles théoriques des sous-systèmes de l'éolienne permettra de justifier cette configuration sélectionnée. L'évaluation et le choix des paramètres seront ensuite présentés.

3.1.1 Modèle théorique

La modélisation proposée ici divise l'éolienne en trois sous-systèmes : aérodynamique, mécanique et électrique. La figure 3.1 illustre un exemple de schéma de base. La partie aérodynamique représente le processus de conversion de l'énergie du vent en énergie cinétique de rotation. La principale composante de ce sous-système, le rotor, inclut les pales et le moyeu. Les fonctions majeures de la partie mécanique se résument au transfert du couple mécanique du rotor à la génératrice puis au maintien de la nacelle en hauteur malgré la force de poussée du vent. Dans cette étude, l'accent sera mis sur le premier aspect. Ainsi, le modèle de la transmission sera détaillé. Finalement, la partie électrique a pour objectif de convertir de l'énergie mécanique en énergie électrique. Elle se compose principalement d'une génératrice et des dispositifs d'électronique de puissance raccordant la génératrice au réseau.

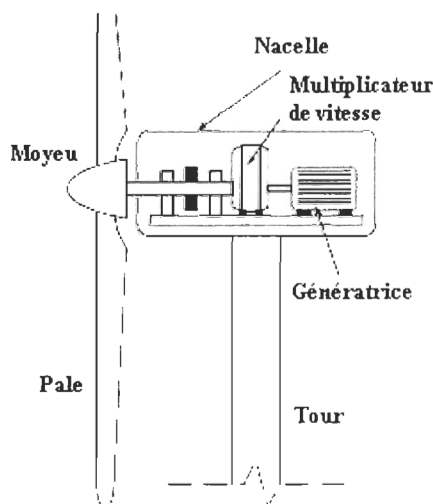


Figure 3.1 Schéma de base d'une éolienne à axe horizontal (Bianchi 2007)

3.1.1.1 Sous-système aérodynamique

Le modèle aérodynamique de l'éolienne a pour entrée la vitesse incidente du vent. En pratique, l'intensité et la direction de cette quantité dépendent de plusieurs facteurs comme la localisation géographique, la caractéristique du climat, la hauteur par rapport au sol et la topographie de la surface. À la surface de la Terre, le vent résulte d'une combinaison du vent géostrophique et de vents locaux. Le vent géostrophique est caractérisé par de grands déplacements de masses d'air en atmosphère qui varient selon la température. Une vitesse de vent moyenne modélise cette tendance saisonnière. Une courbe de Weibull illustre la distribution de probabilité des vitesses de vent quasi stationnaire (Munteanu 2008). Pour une étude pratique, la connaissance de ces données est cruciale. Cependant, comme le contexte de la présente analyse ne concerne aucun emplacement particulier, de telles données ne seront pas incluses dans l'étude.

Dans la couche inférieure de l'atmosphère, du niveau du sol jusqu'à 100 m d'altitude, les forces de friction et les obstacles altèrent l'intensité de la vitesse du vent ainsi que sa direction. Ces fluctuations provoquent des turbulences locales qui n'influencent pas significativement les prédictions à long terme, mais dont la contribution s'avère non négligeable sur des périodes de temps plus courtes. Ces perturbations ont un comportement stochastique dont les modèles les plus utilisés sont le spectre de Von Karman et celui de Kaimal (Munteanu 2008). Les paramètres de ces modèles sont reliés à la vitesse de vent principale et à la topographie du terrain.

Pour résumer, un modèle de vent doit comprendre une composante quasi stationnaire, associée à une moyenne saisonnière, et une composante stochastique, reliée aux turbulences locales. Toutefois, certains phénomènes aérodynamiques atténuent la captation de puissance comme l'effet d'ombrage qui se produit lorsqu'une pale passe devant la tour. L'effet de cisaillement, qui représente une variation de vitesse de vent selon la hauteur par rapport au sol, peut également jouer sur la production énergétique. En effet, la vitesse du vent ne demeure pas constante sur l'ensemble de la surface balayée par le rotor. Comme ces effets sont surtout significatifs pour les éoliennes de grande puissance, dont la puissance nominale est supérieure à 500 kW, ils ne seront pas considérés pour cette étude.

Afin que l'aérogénérateur produise de l'énergie, le vent doit atteindre une vitesse minimale. Cette vitesse d'accrochage V_{\min} varie en moyenne entre 3 et 4 m/s. Par forts vents, au-delà d'une certaine valeur, la vitesse du vent provoque de fortes turbulences autour du profil des pales et il y a décrochage aérodynamique. Cette vitesse maximale V_{\max} peut parfois atteindre 25 m/s (Bianchi 2007). Ainsi, l'éolienne est productive lorsque la vitesse de vent se trouve entre la vitesse d'accrochage et celle de décrochage. La figure 3.2 illustre un exemple théorique de la variation puissance disponible en fonction de la vitesse du vent. Dans cette zone, deux phases d'opération se distinguent : le fonctionnement sous la vitesse nominale V_N (charge partielle) et le fonctionnement à pleine charge. Dans ce dernier cas, la puissance éolienne capturée doit être limitée afin d'éviter les bris mécaniques. La figure 3.3 présente une courbe idéale de la densité surfacique de puissance en fonction du vent. Elle démontre que la densité de puissance devient maximale pour une vitesse de vent autour de V_N , alors qu'elle est pratiquement négligeable au démarrage et à l'arrêt. Le choix d'une éolienne surdimensionnée permettant un V_{\max} plus grand devient alors peu rentable.

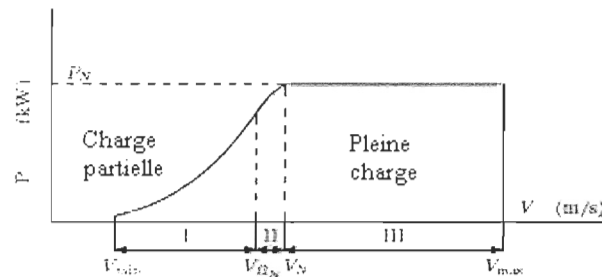


Figure 3.2 Courbe typique de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent (Bianchi 2007)

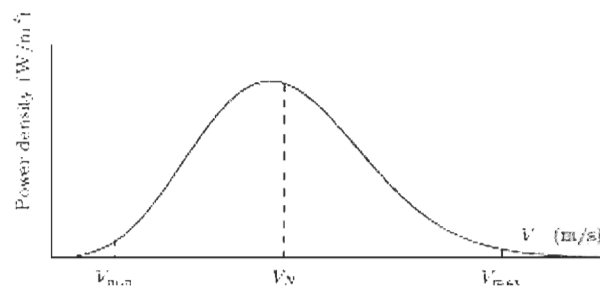


Figure 3.3 Courbe typique de la densité de puissance en fonction de la vitesse du vent (Bianchi 2007)

Le modèle aérodynamique le plus simple se base sur la théorie du disque (Hansen 2000). Un courant d'air traverse une section efficace qui correspond à la surface balayée par le rotor. Les théorèmes de la conservation de l'énergie et de conservation de la quantité de mouvement s'appliquent en aval et en amont du « disque ». Ce modèle ne comprend que la composante axiale de la vitesse incidente du vent et néglige l'influence du contrôle du lacet et des changements de direction du vent sur le couple résultant. La puissance aérodynamique (P_a) (Uhlen 1994) équivaut à

$$P_a = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda) \quad (3.1)$$

où :

$C_p(\lambda)$: coefficient de puissance;

ρ : densité de l'air [kg/m^3];

R : rayon des pales [m];

v : composante axiale de la vitesse du vent [m/s].

Le coefficient de puissance C_p , décrit la capacité d'extraction de puissance d'une éolienne selon l'angle de calage β et la vitesse spécifique λ . Ce dernier paramètre, défini par l'équation (3.2), exprime le rapport entre la vitesse périphérique des pales et la vitesse du vent incidente. Il caractérise l'efficacité de la conversion de puissance d'une éolienne en plus d'être utilisé pour estimer le niveau de bruit acoustique (Burton 2001).

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{v} \quad (3.2)$$

où ω_r et R représentent respectivement la vitesse de rotation de l'arbre de la turbine en radians par seconde et le rayon d'une pale en mètres. Pour une éolienne à pas fixe, la vitesse spécifique est le seul paramètre déterminant la valeur du coefficient de puissance. En théorie, la valeur maximale

de C_p vaut 0,59 (Hansen 2000). Le couple aérodynamique (Γ_a) est évalué en divisant la puissance disponible par la vitesse de la turbine ω_t :

$$\Gamma_a = \frac{P_a}{\omega_t} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 \frac{v^3}{\omega_t} C_p(\lambda) \quad (3.3)$$

La caractéristique de couple C_r se calcule en divisant la caractéristique de puissance C_p par la vitesse spécifique λ . Il est donc possible d'exprimer le couple aérodynamique en fonction du coefficient de couple.

$$\Gamma_a = \frac{1}{2} \pi \rho v^2 R^3 C_r(\lambda) \quad (3.4)$$

où

$$C_r = \frac{C_p}{\lambda} \quad (3.5)$$

3.1.1.2 Sous-système d'entraînement mécanique

Les propriétés mécaniques du fonctionnement de l'éolienne peuvent être modélisées selon différentes approches. Un modèle structural consiste en une analyse détaillée des principaux modes de vibration de la tour et des pales par la méthode des éléments finis. En contrepartie, une étude orientée sur la qualité de la production électrique et des flux de puissance ne requiert pas un tel niveau de détail. Une modélisation des composantes discrètes basée sur la dynamique de rotation s'avère alors plus pertinente. Le modèle proposé ici portera sur la transmission de l'éolienne qui témoigne de l'interaction mécanique entre les parties aérodynamique et électrique. Ce sous-système se compose d'un arbre lent, un multiplicateur de vitesse, un arbre rapide ainsi qu'un frein. L'arbre lent comprend le rotor qui est relié au moyeu et aux pales. À lui seul, il représente plus de 90 % du moment d'inertie total du sous-système (Lubosny 2003). Sa rotation est entraînée par le couple éolien modélisé dans la partie aérodynamique. Généralement, un multiplicateur de vitesse joint l'arbre lent de la turbine à l'arbre rapide de la génératrice (Munteanu 2008). Celui-ci a pour effet d'augmenter la vitesse de rotation et de diminuer le couple du côté secondaire. Lorsque la machine

asynchrone fonctionne en mode générateur, un couple électromagnétique lié à la charge électrique s'oppose au mouvement de rotation produit par le couple éolien. L'arbre rapide entraîne le rotor de la génératrice. La dynamique au niveau de ce couplage, qui peut être rigide ou flexible, est explicitée par un modèle à une, deux ou trois masses en rotation.

Un modèle à une seule masse en rotation correspond à l'hypothèse d'un système de transmission dont le couplage est rigide. Une éolienne utilisant une génératrice synchrone multipôle où la transmission est à entraînement direct, sans multiplicateur de vitesse en représente un exemple (Munteanu 2008). Dans ce modèle, une seule constante d'inertie regroupe l'ensemble des éléments en mouvement et les facteurs d'amortissement et de rigidité sont négligés. Pour de tels systèmes ayant une boîte de vitesse dont le rendement vaut 1, les équations de Newton sont les suivantes :

$$\begin{aligned}\dot{\omega}_t &= \frac{1}{J_t^*} (\Gamma_a - n\Gamma_{em}) \\ \dot{\omega}_{ga} &= \frac{1}{J_{ga}^*} \left(\frac{\Gamma_a}{n} - \Gamma_{em} \right)\end{aligned}$$

où

ω_t : vitesse de rotation de l'arbre du côté de la turbine [rad/s]

ω_{ga} : vitesse de rotation de l'arbre du côté de la génératrice [rad/s]

Γ_a : couple aérodynamique [Nm]

Γ_{em} : couple électromagnétique de la génératrice [Nm]

J_t^* : inertie de rotation équivalente côté turbine [kgm²]

J_{ga}^* : inertie de rotation équivalente côté génératrice [kgm²]

n : facteur de vitesse du multiplicateur

Puisqu'aucun facteur d'amortissement ou de rigidité n'est considéré, la vitesse de l'arbre rapide varie proportionnellement à la vitesse de rotation de l'arbre lent selon le facteur n .

$$\omega_{ga} = n\omega_l$$

Comme le couplage est rigide, un seul terme regroupe l'ensemble des inerties des composantes en mouvement.

$$J_l^* = J_1 + J_l + (J_2 + J_{ga})n^2$$

$$J_{ga}^* = \frac{J_1 + J_l}{n^2} + J_2 + J_{ga}$$

J_l : inertie de rotation de la turbine [kgm^2]

J_{ga} : inertie de rotation de la génératrice [kgm^2]

J_1, J_2 : inerties des engrenages du multiplicateur de vitesse, côté lent et côté rapide [kgm^2].

Dans le cas d'un couplage flexible, les vitesses de rotation instantanées des deux arbres diffèrent transitoirement. En amortissant les contraintes engendrées par les fluctuations de la vitesse du vent ou du couple électromagnétique, cette flexibilité offre une transmission plus fiable, moins affectée par les transitoires de charge et donc moins sujette à la fatigue mécanique (Munteanu 2008). Les éléments d'amortissement et de rigidité du système d'embrayage peuvent être disposés selon différentes configurations et se situer du côté primaire ou secondaire. Par exemple, un arbre d'entraînement à torsion flexible au niveau de la turbine éolienne (côté primaire) peut être relié à un couplage amovible. Un système de suspension installé au niveau du multiplicateur de vitesse ou un couplage hydraulique opérant à l'entrée de la machine (côté secondaire) en sont d'autres illustrations (Hau 2000). Un couplage flexible peut être modélisé explicitement par un système à deux ou trois masses. Le modèle à trois masses, plus détaillé, tient compte de la contribution inertielle de la turbine, de la boîte de vitesse et de la machine électrique séparément. Un amortissement proportionnel au taux de variation de l'angle de torsion combiné à un ressort de torsion modélisent chaque arbre.

Employé plus fréquemment, le modèle à deux masses représente une simplification du modèle à trois masses. L'inertie du multiplicateur de vitesse, qui est généralement beaucoup plus faible que celle des autres composantes, est comprise implicitement dans celle de la génératrice. Ce paramètre représente, à titre indicatif, moins de 10 % du moment d'inertie total du système (Lubosny 2003). Un seul couplage résume les effets de rigidité et d'amortissement. Une étude d'Hinrichsen et Nolan justifie l'utilisation d'un modèle à deux masses en stipulant que (Tomilison 1998) :

- Un modèle à deux masses illustre les premiers modes de torsion mécanique et leur influence sur la production électrique;
- La séparation de l'inertie du moyeu et des pales n'influe pas sur les résultats;
- La distinction de l'inertie de la génératrice de celle du multiplicateur de vitesse n'est requise que pour observer le niveau des variations de couples liées à un défaut d'origine électrique.

Un seul ressort de torsion, combiné à un amortissement sur l'arbre de la turbine, modélise le système d'embrayage. L'influence de la dynamique sur l'arbre rapide ne sera pas prise en compte, car la longueur de celui-ci est significativement moindre que celle de l'arbre lent et le couple y est n fois moins important (Lubosny 2003). Le rendement du multiplicateur de vitesse est considéré comme unitaire et constant sur toute la gamme de vitesses. De plus, les jeux primitifs et les frictions dans les engrenages de ce dernier sont négligés. La seule contribution du multiplicateur de vitesse consiste donc, dans ce modèle, à modifier le couple et la vitesse de rotation par son rapport de transmission. Enfin, ce modèle ne tient pas compte du frottement sur l'arbre lent et sur l'arbre rapide. Ainsi, le système est essentiellement composé des éléments illustrés à la figure 3.4. Un couple aérodynamique Γ_a entraîne le mouvement du rotor de la turbine éolienne, caractérisée par une inertie J_l . Le couplage entre cet arbre lent et le multiplicateur de vitesse dépend des facteurs d'amortissement et de rigidité b_{ce} et k_{ce} qui génère un couple de torsion Γ_{ce} . Le multiplicateur de vitesse augmente la vitesse de rotation par un facteur n et diminue le couple du côté rapide. L'arbre rapide entraîne la génératrice asynchrone caractérisée par une inertie J_{ga} . Le couple électromagnétique de l'entrefer de la génératrice asynchrone tend à limiter ce mouvement de rotation.

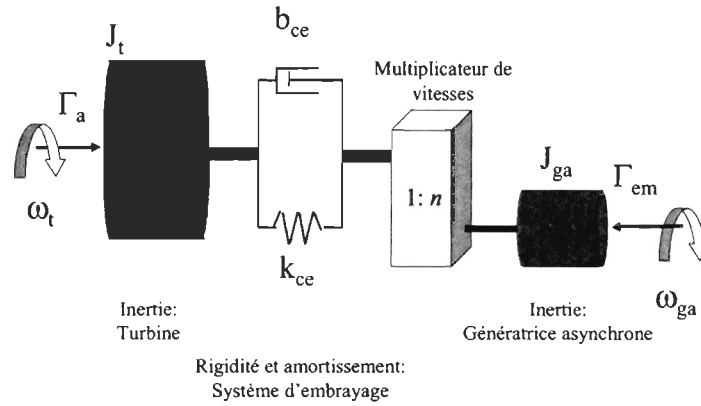


Figure 3.4 Schéma du modèle à deux masses de la transmission mécanique de l'éolienne

Les équations du mouvement de ce système sont les suivantes :

Turbine :

$$J_t \dot{\omega}_t = \Gamma_a - \Gamma_{ce} \quad (3.6)$$

Génératrice :

$$J_{ga} \dot{\omega}_{ga} = \frac{\Gamma_{ce}}{n} - \Gamma_{em} \quad (3.7)$$

Couplage :

$$\begin{aligned} \dot{\Gamma} &= b_{ce} \ddot{\theta}_{ce} + k_{ce} \dot{\theta}_{ce} \\ &= b_{ce} \left(\dot{\omega}_t - \frac{\dot{\omega}_{ga}}{n} \right) + k_{ce} \left(\omega_t - \frac{\omega_{ga}}{n} \right) \end{aligned} \quad (3.8)$$

En substituant dans cette dernière expression les dérivées des vitesses de rotation à partir des équations (3.6) et (3.7) :

$$\begin{aligned}
\dot{\Gamma} &= b_{ce} \left[\left(\frac{\Gamma_a}{J_t} - \frac{\Gamma_{ce}}{J_t} \right) - \frac{1}{n} \left(\frac{\Gamma_{ce}}{nJ_{ga}} - \frac{\Gamma_{em}}{J_{ga}} \right) \right] + k_{ce} \left(\omega_t - \frac{\omega_{ga}}{n} \right) \\
&= \frac{b_{ce}}{J_t} \Gamma_a - \left(\frac{b_{ce}}{J_t} + \frac{b_{ce}}{n^2 J_{ga}} \right) \Gamma_{ce} + \frac{b_{ce}}{nJ_{ga}} \Gamma_{em} + k_{ce} \left(\omega_t - \frac{\omega_{ga}}{n} \right)
\end{aligned} \tag{3.9}$$

où

θ_{ce} : déplacement relatif entre l'arbre de la turbine et le rotor de la génératrice asynchrone [rad];

ω_t : vitesse de rotation sur l'arbre de la turbine éolienne [rad/s];

ω_{ga} : vitesse de rotation du rotor de la génératrice asynchrone [rad/s];

n : rapport de vitesse du multiplicateur;

J_t et J_{ga} : constantes d'inertie de la turbine éolienne et de la génératrice asynchrone [kgm^2];

k_{ce} : constante de rigidité du couplage élastique [Nm/rad];

b_{ce} : constante d'amortissement du couplage élastique [Nms/rad];

Γ_a : couple éolien [Nm];

Γ_{ce} : couple de torsion du couplage [Nm];

Γ_{em} : couple de l'entrefer de la génératrice asynchrone [Nm].

Ainsi, le modèle d'état de la transmission mécanique de vitesse se résume par l'expression matricielle :

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_t \\ \dot{\omega}_{ga} \\ \dot{\Gamma}_{ce} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & -\frac{1}{J_t} \\ 0 & 0 & \frac{1}{nJ_{ga}} \\ k_{ce} & -\frac{k_{ce}}{n} & -\left(\frac{b_{ce}}{J_t} + \frac{b_{ce}}{n^2 J_{ga}} \right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega_t \\ \omega_{ga} \\ \Gamma_{ce} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{J_t} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{J_{ga}} \\ \frac{b_{ce}}{J_t} & \frac{b_{ce}}{nJ_{ga}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Gamma_a \\ \Gamma_{em} \end{bmatrix} \tag{3.10}$$

3.1.1.3 Sous-système électrique

La modélisation du sous-système électrique comprend le volet production énergétique et la connexion au réseau. Puisque la dynamique des machines électriques ainsi que celle de l'électronique de puissance sont beaucoup plus rapides que les modes dominants des systèmes mécaniques, le modèle stationnaire de la génératrice asynchrone est jugé suffisant aux fins de la présente étude.

La majorité des aérogénérateurs utilise une génératrice à induction en raison de sa simplicité, son efficacité et ses coûts de maintenance peu élevés. Toutefois, la production de puissance active engendre une consommation de puissance réactive. L'ajout de batteries de condensateur limite l'absorption de la puissance réactive sur le réseau. Le groupe diesel peut également fournir cette puissance réactive. Au démarrage, la machine à induction fonctionne en régime moteur de manière à générer un couple électromagnétique dans la même direction que le couple éolien. En régime permanent, la vitesse de rotation excède légèrement la vitesse synchrone et le couple électromagnétique est négatif. Ce fonctionnement est caractérisé par un glissement négatif. La fraction de puissance mécanique dissipée dans le rotor représente des pertes qui augmentent avec l'amplitude du glissement. Une valeur de glissement élevée (positive ou négative) implique donc un faible rendement (Bianchi 2007). Le glissement g exprime, en pourcentage, l'écart entre la vitesse de rotation du rotor ω_{ga} et la vitesse de synchronisme ω_s .

$$g = \frac{\omega_s - \omega_{ga}}{\omega_s} \quad (3.11)$$

où

g : glissement

ω_s : vitesse synchrone [rad/s]

ω_{ga} : vitesse de rotation du rotor de la génératrice asynchrone [rad/s]

Lorsque le glissement vaut 0, le rotor tourne à la vitesse synchrone et aucun couple d'entraînement n'est généré. La vitesse synchrone, qui représente la vitesse du champ magnétique tournant, est proportionnelle à la fréquence et inversement proportionnelle au nombre de paires de pôles :

$$\omega_s = \frac{2\pi f_s}{p} \quad (3.12)$$

où

p : nombre de paires de pôles

f_s : fréquence électrique.

Le couple électromagnétique généré dans l'entrefer de la machine électrique représente une des entrées du modèle de la transmission mécanique. Il s'oppose au couple moteur du rotor. En régime permanent, il dépend entre autres des impédances dans les enroulements du générateur (Wildi 2005) :

$$\Gamma_{em} = \frac{3p}{\omega_s} K_e^2 V_s^2 \frac{R'_r / g}{(R_e + R'_r / g)^2 + (x_e + x'_r)^2} \quad (3.13)$$

ω_s : vitesse synchrone [rad/s];

V_s : tension nominale ligne-ligne [V];

g : glissement de la machine

R'_r et x'_r : résistance et inductance de fuite des enroulements du rotor.

R_e et x_e : résistance et inductance des enroulements du stator.

Le couple électromagnétique et la vitesse du rotor permettent d'évaluer la puissance électrique délivrée par la génératrice :

$$P_e = \omega_{ga} \Gamma_{em} \quad (3.14)$$

Cette valeur de puissance électrique sera influé par un rendement dont la valeur dépendra du type de branchement de l'éolienne au réseau. En effet, l'action des composantes d'électronique de puissance influence ce rendement. Par conséquent, la modélisation du sous-système électrique dépend de la configuration du branchement choisie. Parmi les deux grandes catégories, soit les éoliennes à vitesse fixe et les éoliennes à vitesse variable, trois principaux schémas se distinguent :

une génératrice à induction directement connectée au réseau, une génératrice dont la vitesse est gouvernée au stator et une génératrice dont la vitesse est gouvernée au rotor. La figure 3.5 présente ces trois configurations.

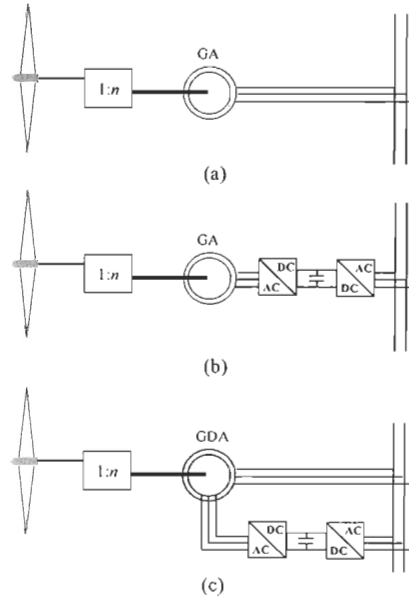


Figure 3.5 Configuration de branchement d'une génératrice au réseau. (a) Génératrice asynchrone à cage d'écureuil directement branchée au réseau, (b) stator d'une génératrice asynchrone à cage d'écureuil relié à un convertisseur de puissance et (c) rotor d'une génératrice à double alimentation relié à un convertisseur de puissance.

Dans le premier système, illustré à la figure 3.5 (a), le rotor de l'éolienne tourne à une vitesse constante qui est fixée par la fréquence du réseau indépendamment de la vitesse incidente du vent. Puisque la tension et la fréquence sont imposées par le réseau, il n'y a pas de contrôle actif sur la génératrice. Afin de maximiser l'efficacité d'une telle configuration, le glissement doit être relativement faible, soit de l'ordre de 2 % (Bianchi 2007). Même si elles influencent peu la vitesse du rotor, les fluctuations de vent induisent de grandes variations électromagnétiques. En effet, le couple aérodynamique qui entraîne la génératrice varie selon le cube de la vitesse du vent (équation (3.3)). Ainsi, toute perturbation brusque sur ce couple se répercute au niveau de la génératrice.

Un système éolien à vitesse fixe a les avantages d'être simple de conception, robuste et peu dispendieux. De plus, la simplicité de ses sous-systèmes mécaniques et électriques requiert peu d'entretien. Toutefois, le fonctionnement à vitesse fixe est conçu pour acheminer rendement de puissance maximum à une vitesse de vent unique. Puisqu'à une demande fixe, le système est contraint à fonctionner à vitesse constante en dépit des fortes fluctuations de vent, le stress mécanique est assez important. Toutes les fluctuations de vitesse de vent sont transmises au couple mécanique et éventuellement, en variation électrique sur le réseau (Munteanu 2008). Ainsi, l'aérogénérateur requiert un réseau électrique assez robuste afin de maintenir une certaine stabilité dans le fonctionnement en plus d'une structure mécanique suffisamment solide pour absorber le haut niveau de stress mécanique. En conséquence, les composantes mécaniques reliées à des systèmes à vitesse fixe sont souvent surdimensionnées. Ceci diminue l'efficacité du système, en raison des pertes d'énergie, et implique des coûts supplémentaires. Une telle configuration avantage peu la hausse du taux de pénétration d'une centrale éolienne diesel de moyennes et grandes puissances. En somme, ce système s'avère moins efficace qu'une éolienne à vitesse variable pour une même puissance nominale (Iravani 2008). Parallèlement, l'évolution technologique des semi-conducteurs a permis le développement d'une variété de configurations d'éoliennes pouvant fonctionner à vitesse variable. La meilleure efficacité de celles-ci vient du fait que la vitesse de la turbine est ajustée selon la vitesse du vent de manière à toujours maximiser la production en puissance. Cette optimisation agit sur un large spectre de vitesses de vent et de vitesses de rotation, ce qui réduit de plus le stress mécanique dans la transmission et par conséquent les pulsations au niveau du couple. Dans les situations de faible demande, le système fonctionne à basse vitesse diminuant ainsi le bruit acoustique.

Pour une génératrice dont la vitesse est commandée au niveau du stator (figure 3.5 (b)), deux convertisseurs indépendants sont connectés à un bus-DC commun. Cette configuration est la plus simple des éoliennes à vitesse variable. Le convertisseur côté réseau transforme la tension triphasée AC en tension DC et transfère la puissance active au réseau alors que le convertisseur côté génératrice fournit une tension triphasée avec une fréquence f_s et une tension V_s découplées du réseau. Un tel dispositif peut fournir de la puissance réactive sans nuire à l'équilibre du réseau (Bianchi 2007).

Une configuration plus complexe d'une éolienne à vitesse variable est composée d'une génératrice à induction à double alimentation, aussi appelée cascade hyposynchrone, avec un rotor contrôlé (figure 3.5 (c)). L'appellation double alimentation signifie que la tension au stator vient du réseau et la tension au rotor vient d'un convertisseur de puissance. Les enroulements du stator sont directement branchés au réseau imposant ainsi une vitesse synchrone et un flux magnétique constants. Les enroulements du rotor sont branchés à une paire de convertisseurs de puissance reliés à un bus DC commun. Le convertisseur côté rotor gère la puissance active et réactive alors que celui du côté réseau contrôle la tension de la liaison à courant continu afin d'assurer un fonctionnement avec un large facteur de puissance (Munteanu 2008).

Cette configuration a pour avantage de ne gérer qu'une fraction de la puissance capturée soit environ 30 % de la valeur nominale ce qui a un impact significatif au niveau des coûts de l'électronique de puissance. Elle est d'autant plus pertinente pour un système à grande puissance. Toutefois, la présence des enroulements, des bagues et des balais du rotor rend sa modélisation complexe sans compter que la plage dynamique en vitesse demeure relativement restreinte (Bianchi 2007).

La configuration choisie pour le modèle de l'éolienne correspond au branchement du stator en lien direct avec le réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance (figure 3.5 (b)). Dans ces conditions, le rendement de la puissance entre la génératrice et le réseau est généralement excellent et peut atteindre 95 % (Hau 2000). De plus, la plage dynamique est plus grande pour une vitesse variable.

3.1.2 Caractérisation des paramètres de l'éolienne

Cette section est consacrée à la justification du choix des paramètres utilisés dans la modélisation de l'éolienne. La centrale considérée répond à une demande moyenne de l'ordre de 50 kW. Le choix des composantes du système éolien diesel doit donc concorder avec cet ordre de grandeur. Les paramètres aérodynamiques, mécaniques et électriques d'une éolienne de 55 kW seront ici présentés.

Puisque le modèle aérodynamique se base sur la théorie du disque, le rayon du rotor est le principal paramètre géométrique. Celui-ci vaut 8,3 m pour une éolienne de cette puissance. La courbe exprimant la variation adimensionnelle de C_p en fonction de la vitesse spécifique λ caractérise les performances aérodynamiques d'une éolienne. Cette courbe permet de cibler les conditions de production optimale. Le calcul du coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique résulte d'une étude élaborée sur les forces de portance et de traînée agissant sur des profils de pales particuliers. Les données utilisées ici proviennent d'un aérogénérateur existant, notamment celui modélisé par Uhlen qui propose une centrale hybride de puissance comparable (Uhlen 1994). L'appendice A présente la caractéristique statique de puissance pour des valeurs discrètes de la vitesse spécifique.

La valeur de C_p maximale correspond à une valeur de vitesse spécifique optimale (λ_{opt}) qui permet éventuellement de déduire la vitesse de rotation optimale (Munteanu 2008). Dans ce cas-ci, la valeur maximale du coefficient de puissance est de 0,4508 et correspond à une vitesse spécifique de 6. Une régression linéaire d'ordre 6 sur les données discrètes regroupe l'ensemble des valeurs possibles du coefficient de puissance. Un ordre supérieur n'apporterait pas une précision plus significative. Ainsi, la forme générale de ce polynôme est

$$C_p(\lambda) = \sum_{i=0}^6 a_i \lambda^i \quad (3.15)$$

Puisque les caractéristiques du régime de démarrage de l'éolienne restent non disponibles, le modèle devra exclure cette région de fonctionnement. La figure 3.6 représente l'ensemble des données ponctuelles reliées ainsi que la courbe des caractéristiques $C_p(\lambda)$ résultant de l'interpolation pour une éolienne à pas fixe.

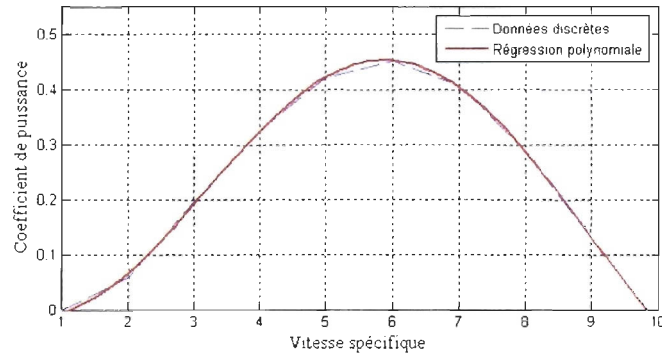


Figure 3.6 Valeurs discrètes et régression polynomiale du coefficient de puissance C_p en fonction de la vitesse spécifique λ

La caractéristique de couple est obtenue en divisant C_p par la vitesse spécifique telle qu'exprimée à l'équation (3.5). La courbe du coefficient de couple en fonction de la vitesse spécifique, représentée à la figure 3.7, ne donne pas plus d'information sur l'éolienne que celle du coefficient de puissance, mais elle peut être utilisée à des fins de contrôle (Munteanu 2008). Cette courbe fournit l'allure du couple mécanique de l'éolienne pour une vitesse de vent incidente fixe.

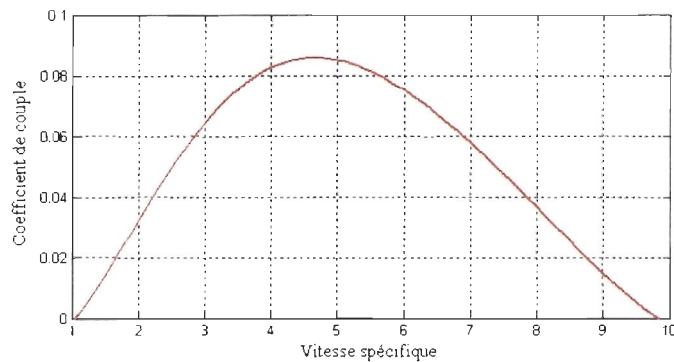


Figure 3.7 Régression polynomiale du coefficient de couple C_T en fonction de la vitesse spécifique λ

Sur le plan de la transmission mécanique, les données utilisées par Uhlen (Uhlen 1994) répondent également aux besoins de ce projet. La vitesse de rotation nominale de la turbine est de 4,84 rad/s et le rapport de vitesse du multiplicateur de vitesse est de 22. L'appendice A montre l'ensemble des constantes d'inertie, de rigidité et d'amortissement.

Le couple électromagnétique est calculé à partir des paramètres d'une génératrice asynchrone, présentés en annexe, dont la puissance nominale vaut 55 kW. Cette machine électrique comporte trois paires de pôles et a une vitesse de rotation nominale de 106,48 rad/s (environ 1017 rpm), un glissement nominal de 1,9 % et une fréquence de 50 Hz. Cette dernière valeur ne cause pas de problème pour une utilisation en Amérique où la fréquence électrique est de 60 Hz puisque le convertisseur de puissance de l'éolienne découple complètement sa fréquence de celle du réseau. L'allure du couple en régime stationnaire est représentée à la figure 3.8.

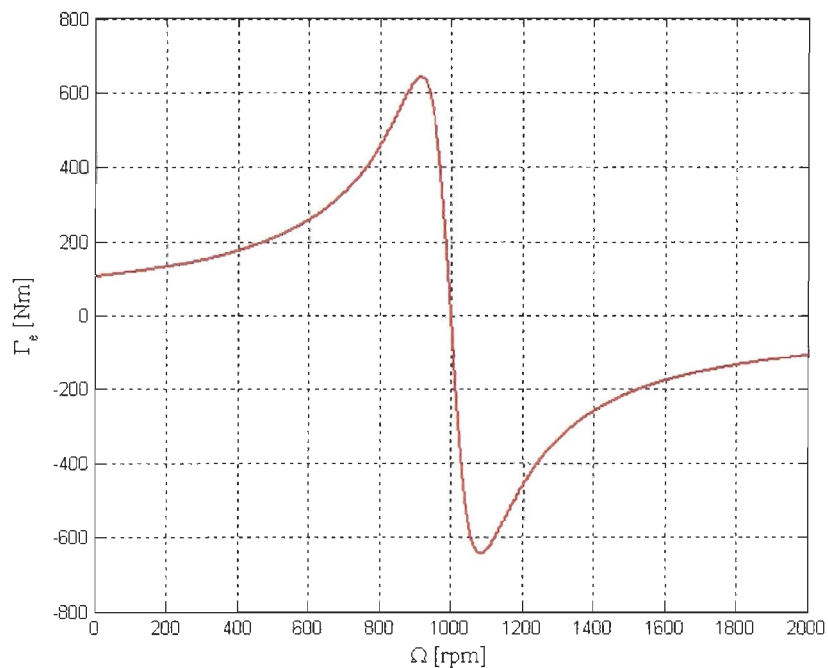


Figure 3.8 Caractéristique couple-vitesse d'une génératrice asynchrone de 55 kW

Ce graphique est tracé à l'aide du programme « Regime_sinusoidal.m » présenté en annexe (Guérette 2009). Dans la zone de fonctionnement linéaire, le couple de démarrage vaut 113,52 Nm et le couple de décrochage vaut 641,82 Nm. Il est possible de simplifier l'évaluation du couple électromagnétique par une approximation linéaire (Das D. 1999). Effectivement, une région de la caractéristique couple-vitesse est pratiquement linéaire. Le couple peut alors être évalué par :

$$\Gamma_{em} = K (\Omega_{ga} - \Omega_s) \quad (3.16)$$

où Ω_{ga} est la vitesse du rotor, Ω_s la vitesse synchrone et K la pente de cette région. Dans ce cas-ci, les vitesses sont exprimées en rotation par minute (rpm) et la pente vaut -15 Nm/rpm . La figure 3.9 illustre un détail de la caractéristique couple-vitesse compris entre 900 et 1100 rpm ainsi que l'approximation linéaire pour cette région. Selon ce graphique, le couple électromagnétique a un comportement pratiquement linéaire entre -400 Nm et 400 Nm .

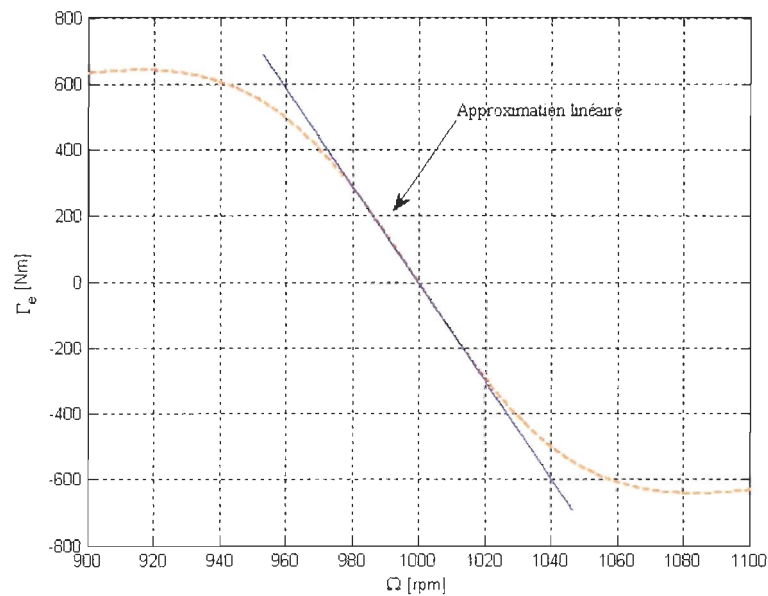


Figure 3.9 Approximation linéaire du couple électromagnétique en fonction de la vitesse

3.2 Modélisation des composantes du groupe diesel

Sur le plan de la conception du système, plusieurs facteurs peuvent être considérés pour le choix d'un moteur diesel. D'abord, le type de combustible, tel que le gazole, le fioul, les fiouls lourds, les huiles de goudron ou les biocarburants, dépend du coût, de la disponibilité, de la valeur calorifique ou des caractéristiques spécifiques du moteur. Le mode d'aspiration de l'air peut être ordinaire ou avec turbocompresseur. L'injection des gaz dans la chambre à combustion est directe ou indirecte. Il existe des chambres à combustions uniques ou composées de plusieurs sections

séparées. Les cycles d'opération peuvent également différer. Les plus fréquents sont les moteurs à deux ou quatre temps. La vitesse d'entraînement d'un moteur est habituellement inversement proportionnelle à sa dimension. Pour les moteurs de petite ou moyenne taille, les vitesses les plus communes sont 1200, 1500, 1800, 2400, 3000 et 3600 rotations par minute (rpm) (Hunter 1994).

La configuration choisie pour un groupe électrogène particulier influencera le développement du modèle ainsi que l'évaluation des paramètres. Le système à l'étude comprend un moteur diesel non suralimenté à quatre temps qui entraîne, à une vitesse de 1800 rpm, une génératrice synchrone de 50 kW. La présentation des modèles choisis sera suivie du calcul et de la justification des paramètres de ce sous-système.

3.2.1 Modèle théorique

En plus du système d'entraînement du moteur et de la génératrice, le groupe électrogène diesel comporte un sous-système d'alimentation et de combustion. Tel qu'illustré à la figure 3.10, ce dernier sous-système comprend un collecteur et un accumulateur de gaz, un collecteur de gaz de combustion et un accumulateur d'air.

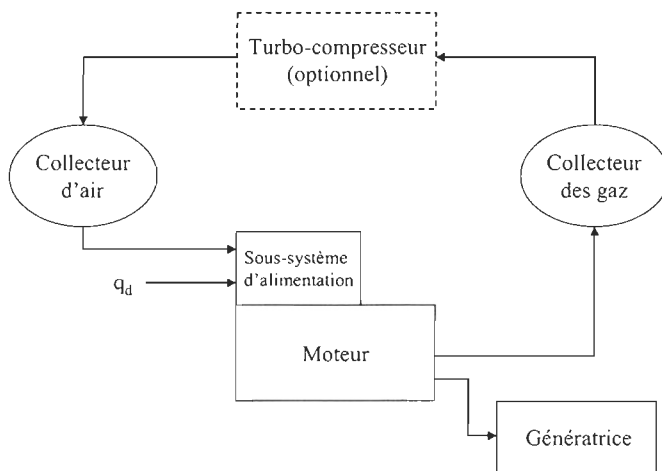


Figure 3.10 Schéma conceptuel d'un moteur diesel

Un moteur diesel à quatre temps se distingue par quatre principales actions effectuées durant un cycle (Sovanna 2004.) :

1. L'admission : les soupapes d'admission s'activent afin d'aspirer l'air dans la chambre à combustion au cours de la descente du piston.

2. Compression : le piston comprime l'air. La pression augmente jusqu'à 20 à 30 bars entraînant une hausse de la température pouvant aller jusqu'à 600 °C (valeur minimale de 500 °C). À cet instant, le rapport volumétrique varie entre 16/1 et 24/1. En fin de course de compression, le combustible est injecté sous forte pression (100 à 300 bars) et s'enflamme spontanément au contact de l'air chaud.

3. Combustion et détente : une première combustion à volume constant permet d'atteindre une pression maximale entraînant une seconde combustion à pression constante. La pression propulse le piston activant ainsi le vilebrequin (couple mécanique).

4. Échappement : La soupape d'échappement s'ouvre évacuant ainsi les gaz brûlés au cours de la remontée du piston.

Le dispositif d'alimentation dose la quantité de combustible à fournir et stabilise, en partie, la température de la pompe à injection. Cette dernière transmet aux injecteurs de chaque piston un volume précis de combustible par l'intermédiaire d'un circuit hydraulique. Le type d'injection représente une caractéristique importante des moteurs diesel. Un moteur à injection directe ne comporte aucun fractionnement dans la chambre à combustion contrairement à un moteur à combustion indirecte. Même si cette particularité importe dans une étude mécanique détaillée du moteur diesel, le niveau de modélisation de la présente étude n'en requiert pas une analyse exhaustive. Le processus d'injection ne sera considéré qu'implicitement dans une constante de temps τ_c et un délai τ_d associés au processus de combustion. Ainsi, en négligeant les dynamiques détaillées du collecteur et de l'accumulateur, la modélisation du moteur diesel se résume en deux sous-systèmes : un relatif à la combustion et la conversion énergétique et l'autre relatif à l'entraînement mécanique. À ces modèles s'ajoute celui du sous-système électrique de la génératrice synchrone.

3.2.1.1 Sous-système d'alimentation et de combustion du moteur diesel

Pour le premier sous-système, associé à la suralimentation et la combustion, quelques hypothèses doivent être préalablement posées. Par exemple, les modèles thermochimique et thermodynamique resteront implicites. Par conséquent, la composition chimique du combustible, qui influence leur capacité d'ignition, ainsi que la dynamique d'alimentation d'air dans le moteur sont considérées constantes. Les calculs du taux de variation de combustible, du débit massique, du rendement indiqué et du couple moyen effectué sur l'arbre modéliseront l'alimentation et la combustion du moteur diesel. Le taux de combustible effectif (q_{eff}) dépend du taux d'entrée de combustible (q_d), puis des dynamiques de l'actionneur et du processus de combustion (Uhlen 1994).

$$q_{eff} = \frac{e^{-\tau_d s}}{1 + \tau_c s} q_d \quad (3.17)$$

où

q_d : taux d'entrée de combustible [l/s];

q_{eff} : taux de combustible effectif [l/s];

τ_d : délai temporel de combustion [s];

τ_c : constante de temps représentant l'actionneur et le processus dynamique de combustion [s].

La puissance thermique issue des processus d'alimentation et de combustion est définie par le produit entre le pouvoir calorifique et le débit massique de combustible. La puissance mécanique déployée par le moteur équivaut à la puissance thermique multipliée par le rendement indiqué :

$$P_m = \eta_i P_{therm} = \eta_i p_{ci} m_f \quad (3.18)$$

où le débit massique est calculé en multipliant le taux effectif de combustible par la densité du carburant qui vaut 839 kg/m^3 (ou $0,839 \text{ kg/l}$). Pour le diesel, le pouvoir calorifique vaut $42\,780 \text{ kJ/kg}$. En pratique, le rendement dépend du coefficient d'excès d'air a qui résulte de l'effet

d'alimentation de l'air et dont la valeur nominale vaut 1,2. Un excès d'air facilite le mélange entre l'air et le combustible, puis permet d'enflammer les gouttelettes non mélangées lors de l'injection. Toutefois, le taux d'entrée d'air dépend de paramètres empiriques tels que la caractéristique du mélange air-combustible souhaitée. Si ces valeurs ne sont pas disponibles, le modèle du rendement indiqué peut tenir compte des pertes thermiques qui ont tendance à diminuer pour une puissance croissante. Une adaptation de la fiche technique du moteur diesel permet d'exprimer le rendement en fonction de la puissance :

$$\eta_i = 7 \times 10^{-6} P_m^2 - 6,9 \times 10^{-3} P_m + 40,983 \quad (3.19)$$

Pour cette expression, la puissance est exprimée en kW et le rendement en pourcentage. Cette équation ne s'applique qu'aux moteurs non suralimentés. Le couple moteur moyen équivaut à la puissance motrice divisée par la vitesse de rotation de l'arbre du moteur :

$$\Gamma_{mm} = \frac{P_m}{\omega_d} = \frac{\eta_i p_{ci} m_f}{\omega_d} \quad (3.20)$$

où

Γ_{mm} : couple moteur moyen effectué sur l'arbre [Nm.];

P_m : Puissance mécanique développée par le moteur [W];

ω_d : vitesse de rotation de l'arbre du moteur [rad/s];

η_i : rendement indiqué du combustible;

p_{ci} : pouvoir calorifique du combustible [kJ/kg];

m_f : débit massique du combustible [kg/s].

L'équation (3.20) décrit le couple moyen sur un cycle de combustion, mais le couple moteur total Γ_m peut tenir compte des variations au cours de ce cycle qui sont représentées par une superposition de composantes harmoniques :

$$\Gamma_m = \Gamma_{mm} + \sum_{k=1}^N \Gamma_k \sin(k\omega_d t) \quad (3.21)$$

où

ω_d : vitesse de rotation de l'arbre de du moteur diesel [rad/s];

Γ_k : amplitude des harmoniques du couple qui doivent être évaluées expérimentalement [Nm].

Les expressions (3.18) et (3.19) permettent de dresser le profil de consommation d'un moteur diesel en particulier qui sera détaillé dans les sections suivantes. Dans le cadre de cette étude, le couple moteur équivaut au couple moyen. Cette variable représente une entrée du système de transmission mécanique du moteur diesel.

3.2.1.2 Sous-système d'entraînement mécanique du moteur diesel

La seconde partie, associée à la mécanique, modélise les contraintes appliquées au moteur et à la transmission. Le modèle mécanique tient compte de l'inertie des pièces rotatives comprises dans le moteur, le système d'embrayage, le volant d'inertie et la génératrice. Le volant d'inertie, aussi nommé roue d'inertie, est un système de stockage à court terme offrant une grande densité énergétique et une bonne durée de vie. Fonctionnant à basse vitesse, il est attaché à l'arbre de la génératrice synchrone du groupe diesel. Il atténue les turbulences et peut servir de système d'embrayage pour découpler le générateur du moteur diesel. Cependant, sa vitesse de rotation, qui impose la fréquence du réseau, tend à varier. Il existe toutefois certains types de volant d'inertie opérant de manière asynchrone qui ne présentent pas cet inconvénient (Leclercq 2003). Dans ce modèle-ci, cette composante tourne à la même vitesse que le rotor de la génératrice synchrone.

Le couplage entre l'arbre du moteur et la machine synchrone se caractérise par des facteurs de rigidité k_{cd} et d'amortissement b_{cd} alors que le frottement au niveau du système d'embrayage, du volant d'inertie et de la génératrice se traduit par des facteurs d'amortissement b_d , b_e , b_{vi} et b_{gs} .

Comme illustré à la figure 3.11, le couple moteur Γ_m résultant de la combustion entraîne la rotation de l'arbre du moteur diesel ω_d . Il est transféré au système d'embrayage Γ_{cd} qui entraîne à son tour la rotation de l'arbre de la génératrice synchrone ω_{gs} . Ce mouvement est également contraint par le couple résistant dans l'entrefer de la génératrice Γ_r qui représente le couple de charges.

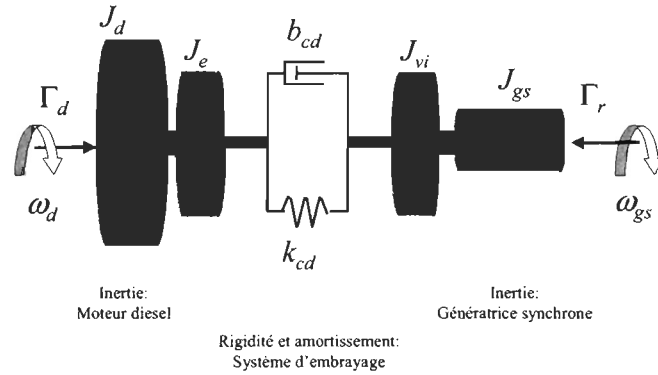


Figure 3.11 Schéma des composantes mécaniques d'un moteur diesel : transfert de vitesse entre le moteur diesel et la génératrice synchrone

Les équations suivantes représentent le système d'état.

Couplage :

$$\dot{\theta}_{cd} = \omega_d - \omega_{gs} \quad (3.22)$$

Moteur :

$$(J_d + J_e) \dot{\omega}_d = \Gamma_m - (b_d + b_e) \omega_d - \Gamma_{cd} \quad (3.23)$$

Génératrice :

$$(J_{vi} + J_{gs}) \dot{\omega}_{gs} = \Gamma_{cd} - (b_{vi} + b_{gs}) \omega_{gs} - \Gamma_r \quad (3.24)$$

où

$$\Gamma_{cd} = k_{cd}\theta_{cd} + b_{cd}\dot{\theta}_{cd} \quad (3.25)$$

θ_{cd} : angle de torsion du couplage entre l'arbre du moteur et celui du générateur [rad];

ω_d : vitesse de rotation de l'arbre du moteur [rad/s];

ω_{gs} : vitesse de rotation du rotor de la génératrice synchrone [rad/s];

$J_d + J_e$: inertie totale du moteur diesel incluant les contributions du système d'embrayage et du volant d'inertie [kgm^2];

$J_{vi} + J_{gs}$: inertie totale de la roue d'inertie et de la génératrice synchrone [kgm^2];

$b_d + b_e$: amortissement par frottement total incluant les contributions du moteur, du système d'embrayage et de la roue d'inertie [Nms/rad];

$b_{vi} + b_{gs}$: amortissement par frottement total de la roue d'inertie et de la génératrice synchrone [Nms/rad];

k_{cd}, b_{cd} : rigidité et amortissement du couplage du groupe diesel [Nm/rad], [Nms/rad];

Γ_{cd} : couple transféré au système d'embrayage [Nm];

Γ_m : couple mécanique [Nm];

Γ_r : couple dans l'entrefer de la génératrice [Nm].

Il est à noter que l'inertie du moteur est estimée constante. En pratique, ce paramètre varie selon la position des pistons, mais ces fluctuations s'avèrent peu significatives à l'échelle de cette simulation. En résumé, le modèle mécanique du système d'embrayage permet d'évaluer la vitesse de rotation de l'arbre du moteur diesel et celle du rotor de la génératrice synchrone à partir du couple moteur et du couple électromagnétique de la génératrice. Le calcul de cette dernière entrée sera présenté à la section suivante.

3.2.1.3 Sous-système électrique

Le modèle électrique du groupe diesel se résume à l'évaluation du couple résistant de la génératrice synchrone en régime permanent, de la fréquence électrique et de la puissance électrique active. La demande du réseau est considérée comme purement résistive.

D'abord, l'évaluation du couple électromagnétique se base sur un modèle simplifié de la machine synchrone, celui de Behn-Eschenburg. Les figures 3.12 et 3.13 en illustrent respectivement le circuit équivalent monophasé et le diagramme vectoriel d'une génératrice synchrone dont le facteur de puissance est unitaire. Une source de courant continu (V_c) alimente le circuit du rotor, et du champ tournant, modélisé par l'inductance de ses enroulements (L_c), d'une résistance fixe (R_c) et d'une résistance variable (R_{var}) qui ajuste le passage du courant d'excitation. Une source de tension interne E alimente le circuit secondaire, dont l'impédance est de la forme :

$$Z_s = R_s + jX_s$$

La réactance X_s comprend l'effet de l'induit et l'inductance propre des enroulements de la machine synchrone (Chapman 2005). Il est à noter que ce modèle monophasé exclut la saturation dans le circuit magnétique de la machine.

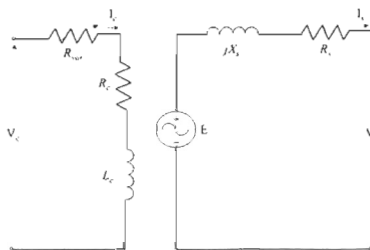


Figure 3.12 Circuit simplifié de la génératrice synchrone (pour une phase)

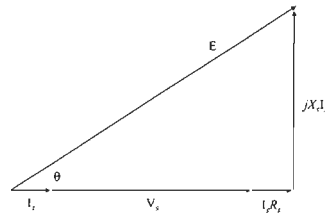


Figure 3.13 Diagramme vectoriel d'une génératrice synchrone de facteur de puissance unitaire

En négligeant les pertes de Joules dans l'induit ($R_s \ll X_s$), le couple électromagnétique dans l'entrefer de la génératrice synchrone est exprimé par (Chapman 2005) :

$$T_{em} = \frac{3p}{\omega_e} V_s \frac{E \sin \theta}{X_s} \quad (3.26)$$

où ω_e représente la pulsation électrique :

$$\omega_e = \omega_{gs} p$$

et

p : nombre de paires de pôles;

E : Tension interne générée sur une phase de la génératrice synchrone [V];

V_s : tension à la sortie d'une phase [V];

θ : angle de phase entre E et V_s [rad];

X_s : réactance du circuit équivalent pour une phase de la génératrice synchrone [Ω].

Dans ce cas-ci, le courant I_s est en phase avec V_s . Selon le schéma vectoriel pour une génératrice synchrone alimentant une charge résistive :

$$\sin \theta = \frac{X_s I_s}{E} \quad (3.27)$$

ainsi

$$T_{em} = \frac{3p}{\omega_e} V_s I_s \quad (3.28)$$

Dans cette dernière expression, la valeur du courant I_s dépend de la puissance demandée. Il est à noter que ce modèle n'est valable que si la charge est équilibrée sur les trois phases. Cette charge étant estimée purement active, elle peut être modélisée par trois résistances en parallèle. Pour un système hybride, la puissance demandée au diesel dépendra de la charge et de la puissance produite par l'éolienne.

$$P_{diesel} = P_{dem} - P_{éolienne} \quad (3.29)$$

$$P_{diesel} = 3V_s^2 Y - P_{éolienne} \quad (3.30)$$

où l'admittance Y représente la charge variable :

$$Y = k Y_{\max} \quad (3.31)$$

La variable k , comprise entre 0 et 1, fixe la demande en fonction de la valeur de l'admittance maximale qui correspond à la puissance maximale demandée au réseau. L'équation (3.30) permet d'évaluer la puissance pour une phase de la génératrice synchrone du groupe diesel :

$$P_{1\phi GenSync} = \frac{P_{diesel}}{3} = \frac{3V_s^2 Y - P_{éolienne}}{3} \quad (3.32)$$

Le courant I_s est alors exprimé par :

$$I_s = \frac{P_{1\phi GenSync}}{V_s} = \frac{3V_s^2 Y - P_{éolienne}}{3V_s} \quad (3.33)$$

L'étape précédente a permis de fixer la valeur du couple électromagnétique de la génératrice synchrone en fonction de la puissance demandée. Parallèlement, les deux paramètres qui seront observés afin d'estimer la qualité de la production électrique sont la fréquence et la puissance active. Puisque la génératrice synchrone est directement branchée au réseau, sa fréquence est évaluée à partir de la vitesse de rotation du rotor :

$$f = \frac{p\omega_{gs}}{2\pi} = \frac{p\Omega_{gs}}{60} \quad (3.34)$$

où

f : fréquence électrique [Hz];

ω_{gs} : vitesse de rotation de la génératrice synchrone [rad/s];

p : nombre de paires de pôles;

Ω_{gs} : vitesse de rotation du champ [rpm].

La puissance électrique est calculée en multipliant la puissance mécanique par le rendement de transmission. Pour ce modèle, le rendement de la transmission est de 80 %. Même si cette valeur semble élevée, elle reste réaliste puisque ce paramètre tient compte des pertes par frottement sur les paliers et les roulements, mais aussi des pertes dues au manque de viscosité ainsi que des pertes au niveau de la génératrice électrique (Younes 1993). À la vitesse synchrone en régime permanent, le moteur diesel délivre une puissance mécanique de 62,5 kW alors que la génératrice synchrone fournit une puissance électrique de 50 kW.

$$P = \Gamma_r \omega_{gs} = \eta_{tr} \Gamma_m \omega_d \quad (3.35)$$

3.2.2 Caractérisation des paramètres du groupe diesel

Cette section se consacre à la justification du choix des caractéristiques et des simplifications apportées aux modèles mécaniques et électriques du groupe diesel. L'estimation des paramètres spécifiques au modèle choisi sera également justifiée.

Lors de la modélisation d'un moteur diesel, plusieurs hypothèses simplificatrices peuvent être posées notamment pour définir la combustion et évaluer les pertes par frottement. En pratique, il s'avère impossible de calculer avec précision les paramètres d'un moteur en fonctionnement (Arquès 2000). Ainsi, les caractéristiques doivent être mesurées par des essais sur un moteur fonctionnant en mode autonome. Faute de données expérimentales, l'évaluation des paramètres du système modélisé est effectuée par rapport à des dispositifs existants. Le moteur diesel du système à l'étude a une puissance électrique nominale de 50 kW. Les paramètres du sous-système d'alimentation et de combustion seront donc basés sur le modèle de moteur 3054T de Caterpillar®. L'ordre de grandeur de ce modèle concorde avec celui du système à l'étude et sa fiche technique, présentée en annexe, comporte suffisamment de détails pour en dresser le profil de consommation (Appendice B).

Dans le modèle d'alimentation et de combustion, les constantes de temps sont estimées à partir de certaines caractéristiques du moteur comme la vitesse et le nombre de cylindres. D'abord, le temps mort (τ_d), ou délai de combustion, correspond à la durée entre l'instant où le taux de combustible effectif commence à varier (q_{eff}) et celui où le couple maximal est atteint à la fin du cycle. Pour un moteur à quatre temps, le piston effectue deux montées et deux descentes, correspondant à deux tours complets du vilebrequin. Ainsi, la position d'un cylindre au cours d'un cycle est associée à la position angulaire du vilebrequin qui varie entre 0° et 720° . La variation de q_{eff} peut survenir aléatoirement sur tout le cycle. Il est donc pertinent d'associer le délai de combustion à la position moyenne (Jeffries 1994) représentant un demi-cycle, soit un angle de 360° . La fréquence mécanique du rotor du moteur, estimée à 30 Hz pour une vitesse angulaire de 1800 rpm, concorde à une période de 33,33 ms pour un cylindre soit un pôle de la génératrice, puisque le délai de combustion moyen correspond à un demi-cycle, soit 16,67 ms. Cette dernière valeur témoigne de la durée entre les arrivées au point d'injection de deux pistons consécutifs. Selon une étude empirique de Haddad et Watson, il faudrait ajouter à cette quantité un quart de révolution du vilebrequin afin d'obtenir l'expression du temps mort (Tomilison 1998). Ainsi

$$\tau_d = \frac{60S_T}{2\Omega_d n_c} + \frac{60}{4\Omega_d} \quad (3.36)$$

où

S_T : nombre de temps du moteur;

Ω_d : vitesse de rotation du moteur [rpm];

n_c : nombre de cylindres.

Il est à noter que la dépendance du temps mort par rapport aux variations de vitesse est estimée négligeable. Il faut également rappeler que cette dynamique exclut le temps de démarrage. En effet, un moteur diesel peut prendre plus de 8 secondes pour démarrer.

Le réseau électrique nord-américain ayant une fréquence nominale de 60 Hz, la vitesse de synchronisme d'une génératrice à 4 pôles est de 1800 rpm. Cette fréquence équivaut à une période de 16,67 ms. La constante de temps associée à l'actionneur et au processus dynamique de combustion (τ_c) devrait correspondre à une valeur inférieure à cette durée, sa valeur maximale est estimée à 11 ms, soit les deux tiers de la période.

Le profil de consommation du moteur diesel est évalué à partir des informations de la fiche technique combinées aux équations (3.18) et (3.19). Pour une puissance donnée, le débit massique et le rendement indiqué sont calculés respectivement à partir des équations (3.18) et (3.19). La fiche technique du moteur fournit la vitesse de rotation correspondante à cette puissance. Le couple moteur associé à chacune de ces puissances et ces vitesses est évalué à l'aide de l'équation (3.20). Le tableau 3.1 met en lumière les différentes interrelations entre ces variables. Les figures 3.14 à 3.17 en proposent quelques exemples.

Tableau 3.1 Profil de consommation du moteur diesel et variables associées

Puissance motrice [kW]	Rendement indiqué [%]	Débit massique [g/s]	Vitesse de rotation [rpm]	Vitesse de rotation [rad/s]	Couple moteur [Nm]
28,1	40,9885	1,6033	1007,7	105,53	266,41
30,4	40,9895	1,7324	1030,8	107,94	281,42
33,4	40,9908	1,9045	1076,9	112,78	296,13
35,3	40,9917	2,012	1107,7	116,00	304,17
36,8	40,9925	2,098	1130,8	118,41	310,71
39,1	40,9937	2,2271	1169,2	122,44	318,98
40,6	40,9945	2,3131	1200,0	125,66	322,81
42,8	40,9958	2,4421	1246,2	130,50	328,21
45,5	40,9975	2,5926	1300,0	136,14	334,02
48,1	40,9992	2,7431	1361,5	142,58	337,45
49,6	41,0002	2,8291	1400,0	146,61	338,47
51,1	41,0013	2,9151	1438,5	150,64	339,44
52,6	41,0024	3,0011	1476,9	154,66	340,36
55,3	41,0044	3,1515	1553,8	162,72	339,75
56,8	41,0056	3,2375	1600,0	167,55	338,96
58,3	41,0068	3,3234	1646,2	172,38	338,21
60,2	41,0084	3,4308	1707,7	178,83	336,57
61,3	41,0093	3,4953	1753,8	183,66	333,88
62,8	41,0106	3,5812	1807,7	189,30	331,91
64,0	41,0116	3,6457	1853,8	194,13	329,47
65,1	41,0127	3,7101	1907,7	199,77	325,84
66,2	41,0137	3,7745	1953,8	204,60	323,68
67,4	41,0148	3,8389	2015,4	211,05	319,16
68,1	41,0155	3,8819	2076,9	217,49	313,17
69,2	41,0166	3,9463	2138,5	223,94	309,21
70,0	41,0173	3,9892	2192,3	229,58	304,91

Afin de fournir une fréquence de 60 Hz, la génératrice synchrone tourne à 1800 rpm. La figure 3.14 montre que dans ces conditions, le moteur fournit une puissance de 62,5 kW. Tel que mentionné précédemment, le rendement de transmission vaut 80 % puisque la puissance nominale de la génératrice est de 50 kW (3.2.1). Le dimensionnement des paramètres relatifs au mécanisme de transmission de vitesse comme les coefficients de rigidité, d'amortissement et d'inertie de rotation k_{cd} , b_d , b_e , b_{vi} , b_{gs} , b_{cd} , J_d , J_e , J_{vi} , et J_{gs} , a été effectué de manière à répondre à ce rendement. Les ordres de grandeur de ces paramètres concordent avec ceux du modèle proposé par Uhlen (Uhlen 1994) dont la puissance nominale du groupe diesel vaut également 50 kW.

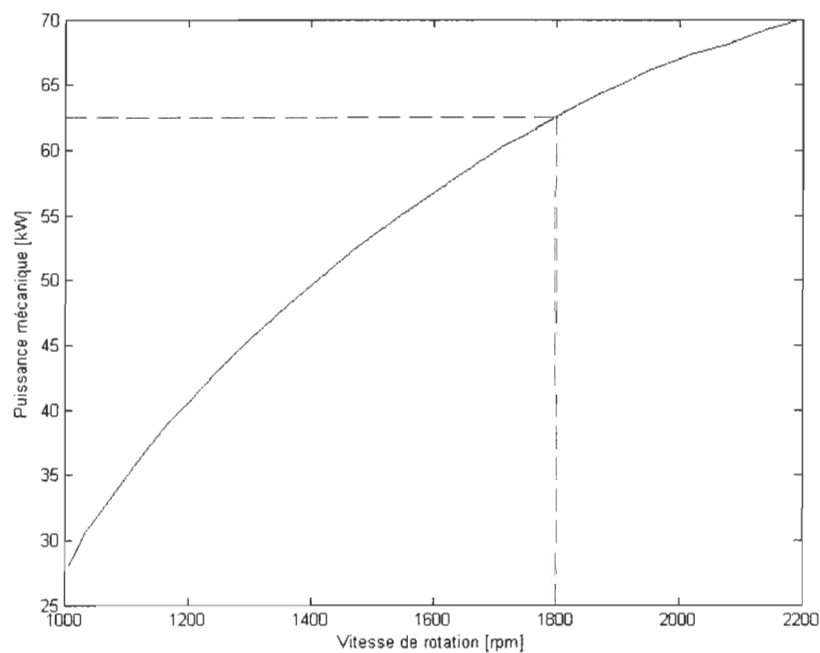


Figure 3.14 Puissance mécanique délivrée par le moteur en fonction de la vitesse de rotation

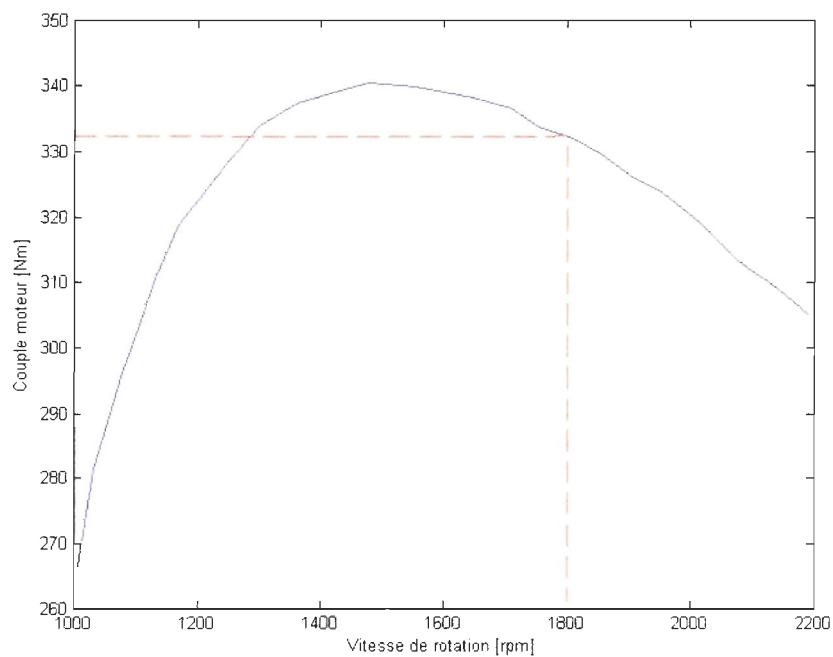


Figure 3.15 Couple moteur en fonction de la vitesse de rotation

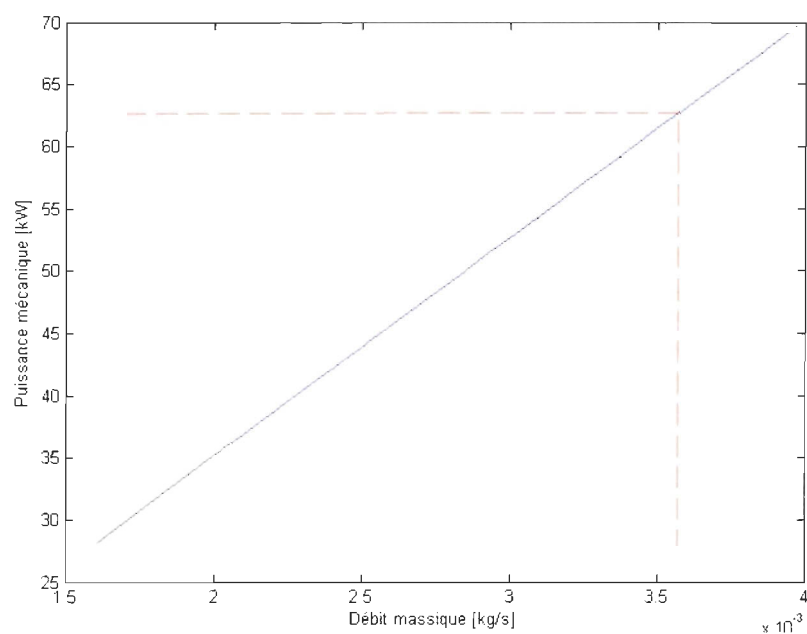


Figure 3.16 Puissance mécanique délivrée par le moteur en fonction du débit massique de combustible

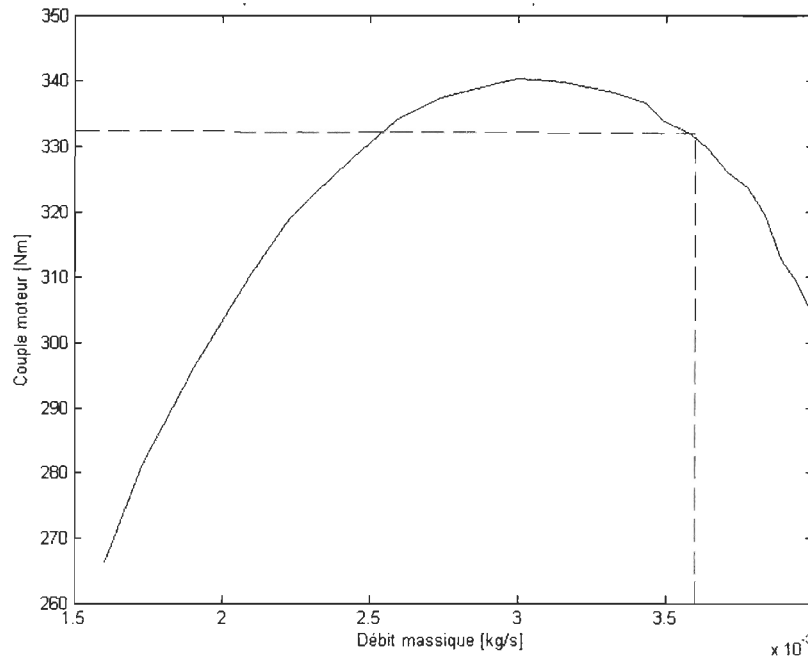


Figure 3.17 Couple moteur en fonction du débit massique de combustible

La figure 3.15 montre que le couple moteur exprimé en fonction de la vitesse de rotation comporte deux régions modélisées par deux arcs de paraboles de caractéristiques différentes. Le couple croît d'abord en fonction de la vitesse de rotation jusqu'à ce qu'il atteigne sa valeur maximale. Le rotor tournant à 1800 rpm, le couple vaut 332 Nm et se trouve dans la deuxième région. Cette situation ne s'avère pas critique puisque le moteur ne devrait pas excéder cette valeur et que la décroissance est surtout prononcée pour les vitesses supérieures à 1800 rpm.

Les données illustrées à la figure 3.16 seront directement utilisées dans les simulations afin de déduire la puissance mécanique selon le débit massique dont la quantité sera gérée par le contrôleur de vitesse. Lorsque le moteur fonctionne à plein régime, il consomme 3,55 g/s.

3.3 Modélisation du système couplé

Dans le modèle de l'aérogénérateur, le couple électromagnétique de la génératrice asynchrone est calculé à partir de la vitesse du rotor qui dépend de la vitesse du vent. Ces variables permettent de déduire la puissance électrique fournie par l'éolienne qui sera soustraite de la

demande énergétique dans le système couplé. Le groupe électrogène du diesel devra combler la différence. Le couplage entre l'éolienne et le diesel est donc réalisé par l'intermédiaire du bilan de puissance et du couple résistant du groupe diesel. Afin de pouvoir observer l'influence dynamique de la production de l'éolienne sur celle du diesel, il faut d'abord cibler les zones d'opérations possibles pour le système. L'expression du bilan de puissance à partir des différents modes de fonctionnement du système permettra de délimiter les plages de puissance demandée qui pourront être simulées.

3.3.1 Bilan de puissance selon les modes de fonctionnement

Comme mentionné précédemment, le système éolien diesel comprend trois modes de fonctionnement selon les conditions de vent. Le groupe électrogène et l'éolienne peuvent être mis en service individuellement ou conjointement. Les conditions d'opération de ces modes seront détaillées ici sous l'angle du bilan de puissance. D'abord, en situation de vent faible, le diesel fonctionne seul et répond entièrement à la demande. Afin d'en limiter l'usure et pour économiser le combustible, il est fortement recommandé d'éviter de faire fonctionner le groupe diesel à une puissance inférieure à 30 % de sa valeur nominale (Hunter 1994). Ainsi, la charge du système peut varier entre $0,3 P_N$ et P_N , soit 15 kW et 50 kW.

Lorsque la vitesse du vent atteint 4 m/s, l'éolienne peut s'activer. A priori, elle procure le maximum de puissance et le diesel compense selon la demande. Si le vent est suffisamment fort et stable, l'éolienne peut répondre entièrement à la charge. Cette dernière ne devrait cependant pas excéder 50 kW afin de limiter les pertes de puissance. De plus, lorsque la vitesse du vent atteint 25 m/s, l'intensité des turbulences augmente les risques de bris mécaniques et le niveau de bruit. L'arrêt de l'éolienne et le démarrage du diesel deviennent alors nécessaires. Le tableau 3.2 résume l'ensemble des bilans de puissance ainsi que des couples résistants sur le moteur diesel pour ces différents modes de fonctionnement.

Tableau 3.2 Bilan de puissance et couple résistant sur le groupe diesel selon les modes de fonctionnement d'un système éolien diesel sans stockage

Mode de fonctionnement	Bilan de puissance	Couple résistant sur le diesel
Diesel seul	$P_{\text{diesel}} = P_{\text{dem}}$	$\Gamma_r = P_{\text{dem}}/\omega_s$
Diesel et éolienne	$P_{\text{diesel}} = P_{\text{dem}} - P_{\text{éolienne}}$	$\Gamma_r = (P_{\text{dem}} - P_{\text{éolienne}})/\omega_s$
Diesel, éolienne et charge de lissage	$P_{\text{diesel}} = P_{\text{dem}} - P_{\text{éolienne}} + P_{\text{charge}}$	$\Gamma_r = (P_{\text{dem}} - P_{\text{éolienne}} + P_{\text{charge}})/\omega_s$
Éolienne et charge de lissage	$P_{\text{diesel}} = 0$ $P_{\text{éolienne}} = P_{\text{dem}} + P_{\text{charge}}$	$\Gamma_r = 0$

Puisque cette étude a pour objet l'efficacité et la stabilité des échanges de puissance entre le groupe diesel et l'éolienne, les simulations porteront sur le cas pour lequel l'éolienne et le groupe diesel fonctionnent conjointement. Sachant que le diesel doit fournir au minimum 15 kW, l'excès de puissance potentiellement produit par l'éolienne doit être géré. Dans le cas d'un système sans stockage, deux possibilités sont envisageables : une saturation dynamique de l'éolienne et une charge de délestage. Une saturation dynamique imposée au contrôleur de l'éolienne permet de limiter la production en puissance de l'éolienne. Dans le cas d'un système sans charge de lissage, sans stockage et dont la demande équivaut à 50 kW, la puissance fournie par l'éolienne peut varier entre 0 et 40 kW (soit $P_{\text{Néolienne}} - 0.3P_{\text{Ndiesel}}$). Une telle configuration s'avère peu avantageuse, car l'éolienne ne peut pas fonctionner à plein régime défavorisant ainsi un fonctionnement en haute pénétration. En contrepartie, l'ajout d'une charge de délestage dissipe le surplus de puissance pour d'autres applications ponctuelles comme du chauffage d'appoint. Dans ce cas, l'éolienne fournit son maximum de puissance et n'est limitée qu'à sa valeur nominale.

Un dimensionnement judicieux du système en fonction de la demande permet de maximiser son efficacité. Le tableau 3.3 présente différentes plages de puissances fournies par le groupe diesel en fonction de la vitesse du vent et de la demande selon le bilan de puissance. Quatre situations y sont représentées :

1. Le diesel peut compléter la production de l'éolienne et fonctionne à 30 % ou plus de sa valeur nominale (cases blanches);
2. Dans certains cas, cette puissance du diesel n'atteint pas 30 % de sa valeur nominale (cases jaunes). Il faut éviter cette zone pour le diesel;
3. Si la demande est relativement faible comparativement à la puissance fournie par l'éolienne, celle-ci peut fonctionner seule et dissiper l'excès de sa puissance dans une charge de délestage (cases orange);
4. Pour un système sous-dimensionné, la puissance délivrée par l'éolienne et le groupe diesel est inférieure à la demande (cases rouges).

Le tableau 3.4 présente la puissance dissipée dans la charge de lissage pour les mêmes conditions de vent et de demande. Dans la zone surlignée en jaune (situation numéro 2), le diesel fonctionne à 30 % de sa puissance nominale et la charge de lissage est utilisée. La puissance de l'éolienne doit être limitée afin de permettre ce fonctionnement minimal du diesel.

$$P_{\text{charge}} = 0.3P_{N\text{diesel}} - P_{\text{diesel}} \quad (3.37)$$

Dans la zone surlignée en orange, la charge de délestage comprend l'excès de puissance fournie uniquement par l'éolienne.

$$P_{\text{charge}} = |P_{\text{dem}} - P_{\text{éolienne}}| \quad (3.38)$$

Tableau 3.3 Puissance du diesel en fonction de la demande et des conditions de vent.

Vitesse de vent (m/s)	Puissance de l'éolienne* (kW)	Puissance demandée (kW)						
		20	30	40	50	60	70	80
4	3,6	16,4	26,4	36,4	46,4	56,4	66,4	76,4
5	7,1	12,9	22,9	32,9	42,9	52,9	62,9	72,9
6	12,3	7,7	17,7	27,7	37,7	47,7	57,7	67,7
7	18,8	1,2	11,2	21,2	31,2	41,2	51,2	61,2
8	28,2	-8,2	1,8	11,8	21,8	31,8	41,8	51,8
9	34,8	-14,8	-4,8	5,2	15,2	25,2	35,2	45,2
10	42,3	-22,3	-12,3	-2,3	7,7	17,7	27,7	37,7
11	48,9	-28,9	-18,9	-8,9	1,1	11,1	21,1	31,1
12	51,7	-31,7	-21,7	-11,7	-1,7	8,3	18,3	28,3
13	51,7	-31,7	-21,7	-11,7	-1,7	8,3	18,3	28,3

* Avec un rendement de 94 % dû à l'électronique de puissance.

Légende

	Éolienne et diesel fonctionnent conjointement sans charge de lissage
	Diesel fournissant une puissance inférieure à 0.3PN (15 kW)
	Charge de lissage active et diesel éteint
	Puissance disponible insuffisante pour répondre à la demande

Tableau 3.4 Puissance dissipée dans la charge de lissage en fonction de la demande et des conditions de vent.

Vitesse de vent (m/s)	Puissance de l'éolienne* (kW)	Puissance demandée (kW)						
		20	30	40	50	60	70	80
4	3,6	—	—	—	—	—	—	—
5	7,1	2,1	—	—	—	—	—	—
6	12,3	7,3	—	—	—	—	—	—
7	18,8	13,8	3,8	—	—	—	—	—
8	28,2	8,2	13,2	3,2	—	—	—	—
9	34,8	14,8	4,8	9,8	—	—	—	—
10	42,3	22,3	12,3	2,3	7,3	—	—	—
11	48,9	28,9	18,9	8,9	13,9	3,9	—	—
12	51,7	31,7	21,7	11,7	1,7	6,7	—	—
13	51,7	31,7	21,7	11,7	1,7	6,7	—	—

* Avec un rendement de 94 % dû à l'électronique de puissance.

Légende

	Charge de lissage non active
	Puissance de l'éolienne limitée afin de permettre une puissance du diesel égale à $0.3P_N$
	Charge de lissage active avec le diesel éteint et l'éolienne fonctionnant à pleine capacité
	Région où une éventuelle unité de stockage pourrait être active pour fournir une puissance d'appoint

3.3.2 Spécification de la demande

Tel que discuté plus tôt, ce modèle théorique ne vise pas à répondre aux besoins d'un site en particulier. Le but de cette section se résume donc à estimer les plages de puissance demandée possibles à partir d'un système composé d'une éolienne de 55 kW, d'un groupe électrogène de 50 kW et d'une charge de lissage. L'étude des différents cas tente, entre autres, de cibler les régions de fonctionnement intéressantes pouvant servir ensuite à déduire à quel type d'emplacement la centrale hybride pourrait s'appliquer en fonction de la demande et de la vitesse de vent.

Telles que présentées aux tableaux 3.3 et 3.4, les expressions de la puissance fournie par le diesel et de la puissance dissipée par la charge de lissage permettent de délimiter la demande selon les conditions de vent. Une demande inférieure à 30 kW est peu efficace, car l'éolienne doit dissiper sa puissance rapidement. Si le système comprenait un dispositif de stockage, ce dernier devrait emmagasiner de l'énergie dans les zones colorées en jaune et orange puis en injecter dans la zone colorée en rouge. Comme le dispositif à l'étude ne comprend qu'une charge de lissage, il s'avère pratiquement impossible de demander plus de 50 kW pour des vitesses de vent variant entre 4 et 7 m/s. Dans le même ordre d'idées, la modélisation d'une demande supérieure à 70 kW paraît peu réaliste. En effet, une demande trop importante exigerait le fonctionnement de l'éolienne à des vitesses de vent supérieures à 9 m/s. Comme une éolienne ne peut pas fonctionner majoritairement à pleine capacité, un tel dimensionnement de la charge s'avère inapproprié. Il serait toutefois pertinent d'observer le système pour une demande allant jusqu'à 70 kW puisque dans ces conditions, le diesel fournit une puissance assez faible (18.3 kW) lorsque l'éolienne fonctionne à plein régime.

L'objet de cette étude diffère du contrôle de la charge sur le réseau. L'intérêt ici se résume à délimiter les intervalles de puissance demandée possibles. De plus, les simulations ne portent que sur quelques minutes : la demande ne peut fluctuer grandement sur un intervalle de temps aussi restreint. Pour la demande, il a été choisi de prendre des intervalles de 10 à 20 kW avec des variations comprises entre 5 et 10 kW. En pratique, le contrôleur de supervision du système éolien diesel gère les transitions entre les modes de fonctionnement. Les résultats présentés ici excluent

cependant ces transitions. Toutefois, il est possible de cibler différentes zones de fonctionnement et d'observer le comportement du système sous ces conditions individuelles. Le tableau 3.5 présente les plages de puissances jugées intéressantes et les intervalles de vitesse de vent correspondants sachant que le système ne peut opérer dans les plages de puissance surlignées en orange et rouge. Les contrôleurs de l'éolienne et du groupe diesel seront réglés pour un fonctionnement dans ces régions.

Tableau 3.5 Intervalles de puissances demandées pouvant être simulés selon la vitesse de vent

INTERVALLE DE PUISSANCE DEMANDÉE (KW)	Intervalle de vitesses de vent (m/s)
30-50	4-9
40-60	6-9
50-60	6-11
50-70	8-11
60-70	8-25

3.4 Conclusion

Ce chapitre se consacre à la définition des modèles et la justification des paramètres de chaque sous-système. D'abord, le modèle aérodynamique de l'éolienne, basé sur la théorie du disque, permet de calculer le couple aérodynamique. Cette dernière variable est une entrée du sous-système de transmission de vitesse qui est modélisé par un système à deux masses en rotation. La vitesse de l'arbre rapide entraîne le champ tournant de la génératrice asynchrone, dont le modèle est représenté par la caractéristique de couple électromagnétique en régime permanent. La puissance fournie par l'éolienne résulte du produit entre la vitesse du rotor de la génératrice ω_{ga} et le couple électromagnétique Γ_{em} .

Parallèlement, dans le modèle d'alimentation et de combustion du groupe diesel, le taux d'entrée du combustible est modélisé par une équation du premier ordre avec un délai. Le couple moteur est proportionnel au taux d'entrée de combustible et inversement proportionnel à la vitesse

de rotation de l'arbre du moteur. Le système de transmission est également basé sur un modèle à deux masses. Ayant pour entrées le couple moteur et le couple résistant, il permet de calculer la vitesse du rotor de la génératrice synchrone. Celle-ci est modélisée par un circuit simplifié. La fréquence électrique est proportionnelle à la vitesse de rotation du rotor de la génératrice.

Le couplage entre l'éolienne et le groupe diesel est basé sur un bilan de puissance. Lorsque ces deux composantes fonctionnent conjointement, la puissance éolienne a pour effet de diminuer la demande au groupe diesel. L'ajout d'une charge de lissage permet de dissiper l'excès d'énergie de l'éolienne.

Cette étude porte sur l'influence de la production de l'éolienne sur le groupe diesel lorsque ceux-ci fonctionnent simultanément. Ainsi, un contrôle de supervision gérant les transitions entre les modes de fonctionnement dépasse le cadre de ce projet. Le développement des contrôleurs de l'éolienne et du groupe diesel pris individuellement s'avère une approche plus appropriée.

CHAPITRE 4

MISE AU POINT DES CONTRÔLEURS

Le système à l'étude se divise en trois parties : l'éolienne, le groupe diesel et le couplage entre ces deux sous-systèmes. Pour les deux premières parties, la dynamique des sous-systèmes mécaniques est modélisée de façon détaillée alors que la partie électrique est principalement modélisée par les expressions des couples électromagnétiques en régime permanent en raison des échelles de temps des dynamiques. Le couplage est modélisé à partir d'un bilan de puissance, ce qui simplifie sa modélisation. Ainsi, le groupe diesel doit essentiellement fournir la différence entre la puissance demandée au réseau et celle fournie par l'éolienne. Le simulateur implique donc certaines simplifications sur le plan du contrôle de supervision du réseau électrique. Seuls les contrôleurs de l'éolienne et du groupe diesel seront présentés de manière détaillée.

Compte tenu des modèles utilisés, l'accent portera sur les contrôleurs de vitesse de rotation des machines et de puissance active. Ces variables sont plus directement reliées à la dynamique des composantes mécaniques. Celle des composantes électriques n'étant pas explicitée, cette étude ne couvrira pas la régulation de la tension. Le contrôle de l'éolienne représente la partie la plus complexe, car le fonctionnement de cette composante peut se retrouver dans trois zones distinctes. Celles-ci seront détaillées afin d'établir la stratégie de contrôle plus globale. Selon la zone de fonctionnement, le régulateur devra jouer sur la vitesse de rotation du rotor ou la puissance active. Parallèlement, le régulateur de vitesse du groupe diesel viendra fixer la fréquence du réseau. Il est à noter que la mise au point de dispositifs de contrôle sera effectuée pour les systèmes traités indépendamment ce qui constituera le présent chapitre. Les résultats pour le système couplé feront l'objet du chapitre suivant.

4.1 Contrôle de l'éolienne

Les objectifs du dispositif de contrôle d'une éolienne portent sur la qualité de la puissance, la capture de l'énergie et la charge mécanique. En plus d'assurer l'efficacité de la conversion et la qualité de la production d'énergie, le régulateur doit limiter la puissance et la vitesse de rotation de l'éolienne en deçà de valeurs spécifiques sous différentes conditions de vents forts. Cela vise à protéger l'éolienne des charges mécaniques excessives pouvant survenir notamment au niveau de la transmission. La stratégie de contrôle doit donc établir un compromis entre la maximisation de la production d'énergie et la protection des composantes. Les principales actions du dispositif de régulation d'une éolienne à vitesse variable se divisent en trois catégories (Munteanu 2008) :

- La maximisation de la capture d'énergie par le réglage de la vitesse ou du couple électromagnétique;
- La commande du transfert de puissance par l'intermédiaire d'un convertisseur;
- Le lissage de la puissance aérodynamique.

Pour une éolienne à pas fixe, le contrôle de la puissance aérodynamique s'effectue par décrochage. Un décrochage passif limite la puissance éolienne pour des raisons de protection. C'est une méthode assez robuste et efficace, mais qui peut toutefois mener à un niveau de charge mécanique considérable. Un décrochage assisté limite de telles surcharges, mais implique de l'équipement supplémentaire. Chaque composante ajoutée augmente la complexité ainsi que les coûts de maintenance et d'opération.

Cette section se consacre d'abord à la présentation du principe d'optimisation de la conversion énergétique et de la stratégie de contrôle de base d'une éolienne à pas fixe et à vitesse variable. L'identification et la caractérisation du système permettront par la suite le réglage des contrôleurs.

4.1.1 Principe d'optimisation de la conversion énergétique

La production d'une éolienne se caractérise par trois zones de fonctionnement. Lorsque la vitesse du vent se situe entre la vitesse d'accrochage et la vitesse nominale, l'éolienne fonctionne dans un régime à charge partielle. Le contrôleur de la génératrice tente alors de maximiser la production en énergie. L'ajustement continu de la vitesse de rotation de la génératrice permet de maintenir, dans cette zone, la vitesse spécifique optimale (λ_o). Si la force du vent permet à l'aérogénérateur de fournir sa puissance nominale, le contrôleur diminuera la production afin d'éviter les bris mécaniques ou électriques et de limiter le bruit. La vitesse du vent correspondant à l'atteinte de la puissance maximale est notée V_N . Entre le fonctionnement à charge partielle et celui à pleine charge, le contrôleur aura un fonctionnement dans une zone intermédiaire. Celle-ci débute lorsque la turbine atteint sa vitesse de rotation nominale Ω_N à laquelle correspond une vitesse de vent V_{Ω_N} . Dans cette région, la vitesse du rotor est limitée permettant de plus de maintenir un niveau de bruit acoustique acceptable et de limiter les forces sur le rotor. En effet, cette transition entre les deux zones de fonctionnement atténue les charges transitoires mécaniques, notamment au niveau de la transmission, provoquées par des bourrasques. La conception et le réglage du régulateur influencent également l'ampleur de ces charges : celles-ci seront d'autant plus grandes pour un contrôleur trop agressif.

Dans le premier mode de fonctionnement, la variation de la vitesse de rotation de l'éolienne, en fonction de la vitesse du vent, permet d'en optimiser la capture. Cette opération de commande assure le transfert maximal de l'énergie issue du vent vers l'arbre de la turbine. Pour les turbines à pas fixe, une simple boucle de régulation stabilise la vitesse spécifique (λ) à sa valeur optimale (λ_o) et atteint ainsi le coefficient de puissance maximal. La consigne en vitesse (rad/s) dépend également de la vitesse du vent (V) et du rayon des pales de l'éolienne (R), telle que donnée par l'expression (4.1).

$$\Omega_{ref} = \frac{\lambda_o V}{R} \quad (4.1)$$

La caractéristique du régime optimal (CRO) représente le lieu géométrique des maxima des caractéristiques de puissance (kW) pour différentes vitesses de vent tel qu'illustré pour un cas donné à la figure 4.1. La figure 4.2 montre cette même CRO transposée dans le plan de la famille des caractéristiques de couple éolien (N·m).

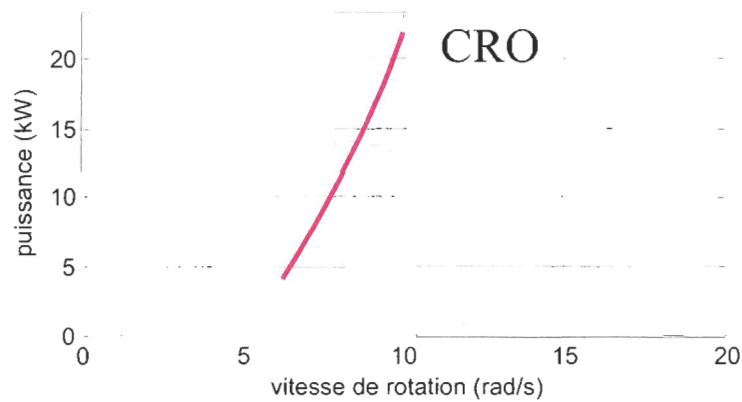


Figure 4.1 Courbes de puissance en fonction de la vitesse de rotation pour différentes valeurs de vitesses du vent. La caractéristique de régime optimal représente l'ensemble des maxima de chaque courbe.

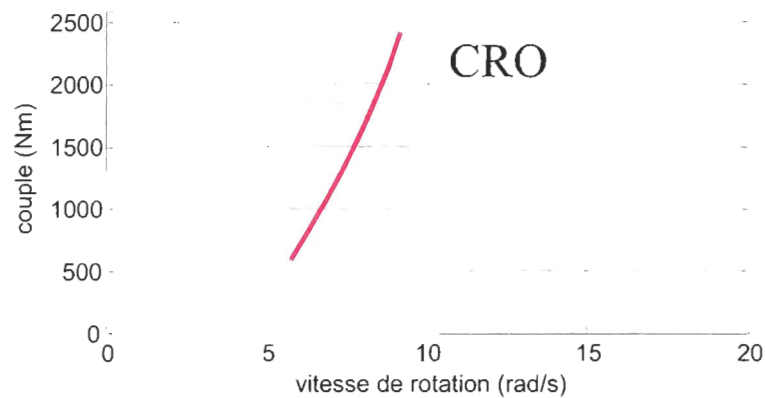


Figure 4.2 Courbes du couple aérodynamique en fonction de la vitesse de rotation pour différentes valeurs de vitesses du vent.

La figure 4.3 illustre des courbes de couples aérodynamiques pour différentes valeurs de vitesse de vent fixe et de couples électromagnétiques en fonction de la vitesse de rotation de l'éolienne. Pour une vitesse de vent v_1 , le système est optimal au point d'opération O, où la jonction entre les couples aérodynamique et électromagnétique coïncide avec la CRO. Si la vitesse du vent passe à v_2 et que la vitesse de synchronisme reste fixe, le point d'équilibre passe en A et l'éolienne ne fournit pas le coefficient de puissance maximal qui est plutôt en O'. Ainsi, le rôle du régulateur est de jouer sur la vitesse de synchronisme de manière à obtenir le nouveau point de fonctionnement optimal pour cette nouvelle vitesse de vent.

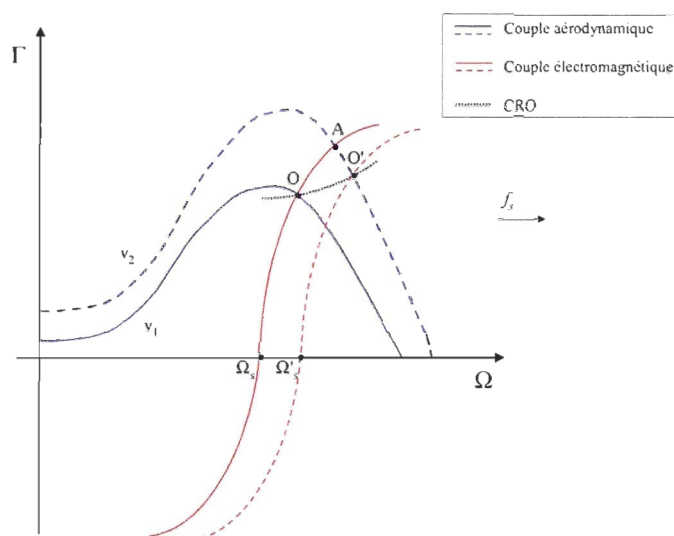


Figure 4.3 Principe d'optimisation de la production d'énergie éolienne par la translation de la caractéristique du couple électromagnétique de la génératrice asynchrone. Courbes du couple aérodynamique et électromagnétique en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses de vent.

L'asservissement du point de fonctionnement sur la CRO peut être effectué grâce aux technologies actuelles d'électronique de puissance. Dans la configuration choisie, deux convertisseurs reliés par un bus DC permettent le branchement du stator de la génératrice asynchrone au réseau tel qu'illustré à la figure 3.5 (b). Le convertisseur côté stator fournit une tension V_s et une fréquence f_s découplées du réseau. Une commande scalaire, applicable aux

génératrices asynchrones permet de jouer sur le rapport V/f pour ajuster la vitesse de rotation de la génératrice. Dans le cas présenté, la fréquence varie de façon à maintenir le rapport V_s/f_s constant. Ce rapport correspond directement au flux magnétique de la machine. Ainsi, la vitesse synchrone peut varier sur une grande plage de valeurs sans que la caractéristique couple-vitesse de la machine ne soit affectée alors que le flux magnétique de la machine reste fixe.

$$\phi = \frac{V_s}{\omega_s} = \frac{V_s}{2\pi f_s} \quad (4.2)$$

où

ϕ : Flux magnétique [Wb] ;

V_s : tension nominale ligne-ligne [V];

ω_s : vitesse synchrone [rad/s] ;

f_s : fréquence de synchronisme [Hz].

L'expression du couple en régime permanent (équation (3.13)) ainsi que son approximation linéaire restent valides dans la mesure où ce rapport V/ω est maintenu constant. Une variation de f_s entraîne la translation de la caractéristique de couple le long de l'abscisse telle que présentée à la figure 4.3. Le couple de la génératrice variant en fonction de la vitesse du vent peut induire un stress mécanique dans la transmission. La maximisation en temps réel de la production d'énergie provoque donc une augmentation de la charge sur la structure mécanique. La fréquence synchrone, qui est reliée à la vitesse d'entraînement lorsque le couple est nul, peut être interprétée comme une variable manipulable dans le modèle électrique de l'éolienne pour le contrôle du système.

Le convertisseur d'électronique de puissance permet d'assurer le respect des critères stricts de qualité du signal électrique en termes de fréquence, de facteur de puissance, d'harmoniques, de papillotements, etc. La grande rapidité de la dynamique des composantes électroniques rend leurs actions pratiquement instantanées par rapport à celle des composantes électromécaniques de l'éolienne. Sur la plage des vitesses de vent « modéré », le régulateur de vitesse agit donc directement sur le couple de charges de telle sorte que la vitesse de rotation de l'arbre de la turbine soit maintenue à sa valeur de consigne. Par plus grand vent, une fois la puissance active nominale atteinte, la production d'énergie de l'éolienne est limitée à sa valeur nominale. Il est à noter que cette étude ne couvre pas le contrôle de la puissance réactive qui relève davantage de la conversion en électronique de puissance que de la conversion énergétique de l'éolienne.

4.1.2 Stratégie de contrôle de base

La stratégie de contrôle décrit comment la turbine est programmée afin d'atteindre en régime permanent la courbe de puissance idéale telle que présentée à la figure 3.2. Elle ajustera la vitesse de rotation selon la vitesse du vent. Le schéma de contrôle peut différer selon le mode de fonctionnement. Cette section présente la stratégie de contrôle de base pour une éolienne à pas fixe et vitesse variable proposée par Bianchi (Bianchi 2007). Cette dernière étude permettra de justifier le choix du schéma de contrôle appliqué au présent système.

La figure 4.4 illustre deux stratégies de contrôle pour une éolienne à pas fixe et à vitesse variable. L'une appliquant un décrochage passif et l'autre un décrochage assisté. Le parcours AEDG représente la régulation par décrochage passif. Celui-ci comprend deux modes selon la région de fonctionnement. Pour des vitesses de vent faibles comprises entre V_{\min} et V_E , la vitesse de la turbine varie de manière à la faire fonctionner le long d'une courbe quadratique représentant la caractéristique de régime optimal. Pour des vitesses de vent supérieures à V_E , le point d'opération de la turbine se déplace le long de la droite ED. La vitesse de la turbine reste fixe dans cette région et la production de l'éolienne n'est limitée que par un décrochage passif une fois la puissance maximale atteinte. Le segment DG représente la superposition des points de fonctionnement avant et après le décrochage.

Le parcours ABCDG' représente la régulation par décrochage assisté qui inclut trois modes de fonctionnement. Dans la région I comprise entre les points A et B, l'éolienne fonctionne sur la caractéristique de régime optimal. La vitesse de rotation augmente proportionnellement aux variations de la vitesse du vent jusqu'à la vitesse nominale (Ω_N) atteinte au point B. Ensuite, le point de fonctionnement se déplace de V_{Ω_N} , au point B, jusqu'à V_N , au point C, et la vitesse de rotation reste fixe. La commande sur la vitesse de rotation amortit les perturbations au niveau de la transmission. Pour les vitesses de vent supérieures à la vitesse nominale, le point de fonctionnement se déplace le long de l'hyperbole à la puissance nominale, entre les points C et D, vers le point de décrochage, au point D. À la vitesse V_D , l'éolienne est freinée. Pour des vitesses de vent supérieures, l'éolienne retourne le long de la courbe de puissance maximale, entre les points D et G'.

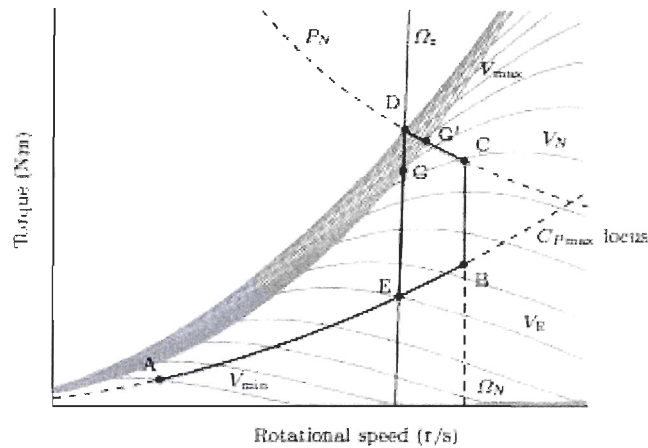


Figure 4.4 Stratégies de contrôle du couple variant en fonction de la vitesse de rotation par décrochage passif (AEDG) et assisté (ABCDG') (Bianchi 2007)

La figure 4.5 exprime la puissance et le coefficient de puissance en fonction de la vitesse du vent. Dans le cas du décrochage passif, dont la courbe de puissance est illustrée par le trait noir, la courbe pratique se sépare de la courbe théorique à partir du point E menant à une perte de puissance capturée. Comparativement, le système de contrôle par décrochage assisté, illustré par le trait gris, se confond pratiquement à la courbe théorique. Malgré sa grande performance, cette configuration

comporte certains problèmes de phénomènes transitoires. Ceux-ci surviennent notamment lorsque l'éolienne fonctionne dans des conditions de vents turbulents autour du point d'opération nominal (C). Deux phénomènes combinés se produisent alors simultanément. D'abord, le contrôleur cherchera à réduire la vitesse de rotation à partir de ce point afin de maintenir la puissance constante. Parallèlement, la force du vent provoque un excès d'énergie cinétique qui se traduit par un surplus de charges transitoires au niveau de la transmission. Les effets de cette dynamique sont transmis au réseau électrique et il en résulte un dépassement de la puissance électrique au-delà de sa valeur nominale. Cet effet diminue en approchant du point de décrochage.

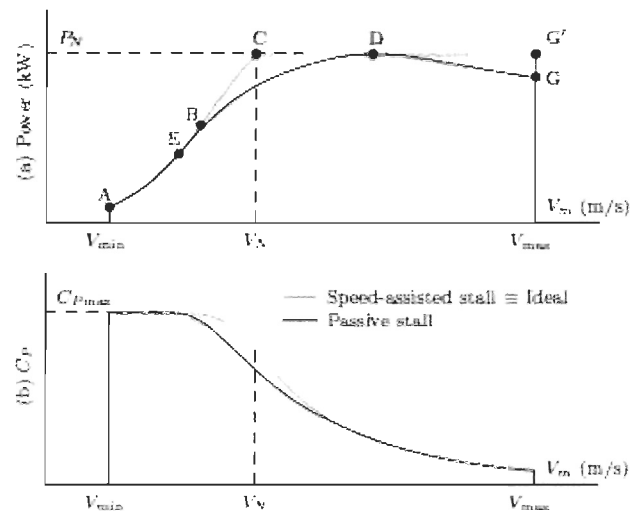


Figure 4.5 Courbe de puissance et de coefficient de puissance selon la vitesse du vent pour un décrochage passif (en noir) et assisté (en gris) (Bianchi 2007)

La stratégie de contrôle choisie dans le cadre de ce projet d'étude sera basée sur un décrochage actif puisque cette approche permet d'extraire la plus grande puissance pour un système à pas fixe et à vitesse variable. La seule différence réside dans la zone II. En effet, le contrôleur permet au rotor de la génératrice de tourner à une vitesse légèrement supérieure à la valeur nominale. Il ne s'avère pas nécessaire de limiter la vitesse à sa valeur nominale puisqu'elle varie naturellement très peu dans cette région. La pente de la caractéristique couple-vitesse très prononcée limite les excursions de vitesse à ce point. Effectivement, lorsque le vent atteint sa

vitesse maximale, celle du rotor reste en dessous de $1,02\Omega_N$. L'ensemble de la stratégie de contrôle est résumé par l'expression (4.3).

$$\Omega_r^* = f(V) = \begin{cases} \frac{\lambda_o V}{R} & \text{si } V < V_{\Omega_N} \\ \Omega_{rN} \leq \Omega_r < 1,02\Omega_{rN} & \text{si } V_{\Omega_N} \leq V < V_N \\ \Omega_r : \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p \left(\frac{R\Omega_r}{V} \right) V^3 = P_N & \text{si } V \geq V_N \end{cases} \quad (4.3)$$

La figure 4.6 illustre cette stratégie. Dans la zone I, la vitesse de la génératrice varie linéairement en fonction de la vitesse du vent. Une fois la vitesse de rotation nominale atteinte, le système laisse la vitesse du rotor augmenter légèrement jusqu'à ce que la production électrique nominale soit atteinte. La zone III commence lorsque l'éolienne fournit la puissance maximale. Le système doit limiter la production de puissance à cette valeur en diminuant la vitesse de la génératrice. Le tableau 4.1 présente les valeurs de vitesses de vent qui délimitent ces trois zones dans le cas précis du système à l'étude.

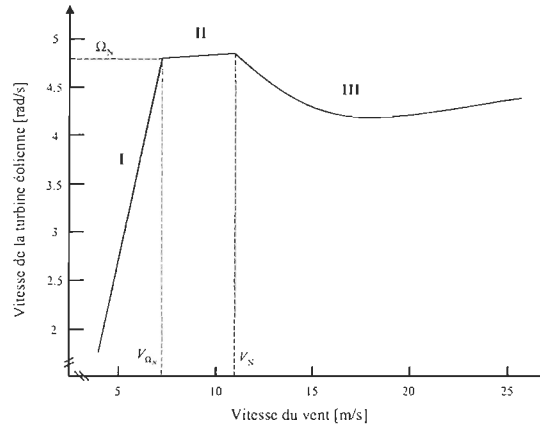


Figure 4.6 Stratégie de contrôle de l'éolienne : variations de vitesse de la turbine éolienne en fonction de la vitesse du vent

Tableau 4.1 Vitesses de vent aux frontières des trois zones de fonctionnement d'une éolienne

Vitesse	Valeur numérique [m/s]	Vitesse de rotation correspondante (côté turbine) [rad/s]
V_{min}	4	—
V_{Ω_N}	6,7	4,86
V_N	11,5	4,93
V_{max}	25	—

Ainsi, le contrôle dépend de la vitesse du vent et de la vitesse de la génératrice. La vitesse de vent quasi stationnaire peut être obtenue en filtrant la vitesse du vent mesurée par l'anémomètre situé sur la nacelle. La vitesse de rotation quasi stationnaire est obtenue indirectement en mesurant la vitesse de la génératrice. Le contrôleur doit minimiser l'erreur sur la vitesse :

$$e = \Omega_g^* - \Omega_g \quad (4.4)$$

En réalité, celle-ci devrait être définie comme

$$e = \Omega_r^* - \Omega_r \quad (4.5)$$

La vitesse de rotation de l'arbre de la turbine n'est pas directement mesurable. Toutefois, la vitesse du rotor de la génératrice divisée par le rapport de vitesse n en représente une estimation réaliste dans les basses fréquences. L'entrée et la sortie du régulateur sont respectivement l'erreur sur la vitesse e et la fréquence de synchronisme f_s .

4.1.3 Identification du système

Dans chacune des trois zones de fonctionnement d'une éolienne, la production de l'énergie électrique nécessite l'imposition de contraintes sur la vitesse de rotation de la génératrice et la puissance électrique générée. L'étude du comportement dynamique du système en boucle ouverte dans les conditions appropriées permettra de déterminer les paramètres des contrôleurs.

Pour obtenir le modèle d'un processus dynamique, deux avenues sont possibles. La première consiste à développer les équations physiques détaillées du système et linéariser ces dernières aux différents points d'opération d'intérêt. La seconde consiste à exciter le système à partir d'entrées classiques telles que des échelons et des sinusoïdes, et à développer un modèle basé sur l'observation des réponses (Pomerleau 1997). Dans le cas présent, les interrelations entre les sous-systèmes aérodynamique, mécanique et électrique rendent l'avenue de la modélisation physique beaucoup trop complexe. Un modèle empirique dont les paramètres sont déduits à partir d'une méthode d'identification simplifiée ne comporte pas autant de difficultés. Ainsi, la seconde méthode convient davantage à l'objectif visé.

Le logiciel *Ident* est un outil d'identification de systèmes de Matlab. Il peut entre autres évaluer des fonctions de transfert à partir de signaux d'entrée et de sortie quelconques du système dans le domaine temporel. Autour d'une vitesse de vent donnée, les variations dynamiques de la vitesse de la génératrice et de la puissance générée en réponse à des variations échelons de la fréquence de synchronisme f_s seront observées pour l'identification. Il est à noter que ce système peut opérer dans trois zones distinctes de fonctionnement. Il est donc important d'observer le comportement dynamique du système dans chacune de ces régions en fonction de leurs objectifs de contrôle particuliers. Par exemple, l'objectif du contrôleur dans la zone I est d'ajuster le fonctionnement de l'éolienne sur la caractéristique de régime optimal, la plage de fréquence f_s choisie mènera donc à des vitesses spécifiques près de la valeur optimale. Dans le même esprit, le comportement du système dans la zone III sera observé autour de la puissance nominale. Ainsi, le comportement de la vitesse sera analysé dans la zone I et celui de la puissance dans la zone III. Ces deux paramètres seront observés conjointement dans la zone II. Les figures 4.7 et 4.8 présentent des exemples de comparaisons entre les réponses mesurées à partir du simulateur de l'éolienne et celles simulées par le logiciel *Ident* pour une vitesse de vent de 7 m/s.

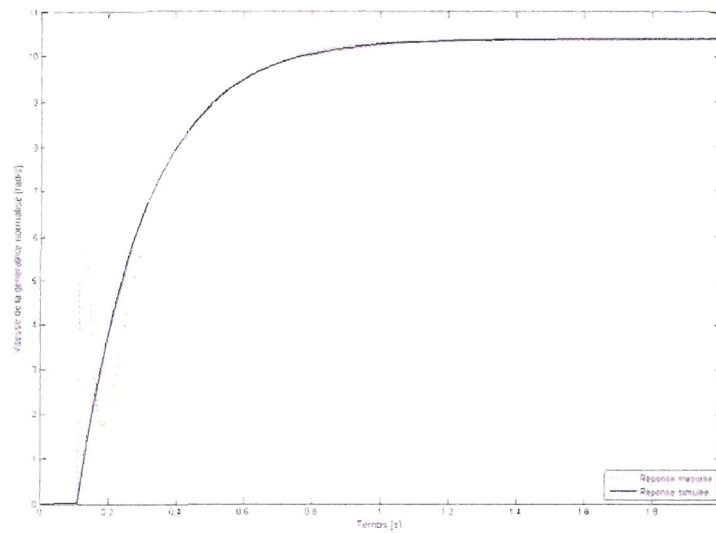


Figure 4.7 Vitesse de la génératrice asynchrone mesurée et simulée en réponse à une variation échelon de 5 Hz de la fréquence de synchronisme (à $t = 0,1$ s)

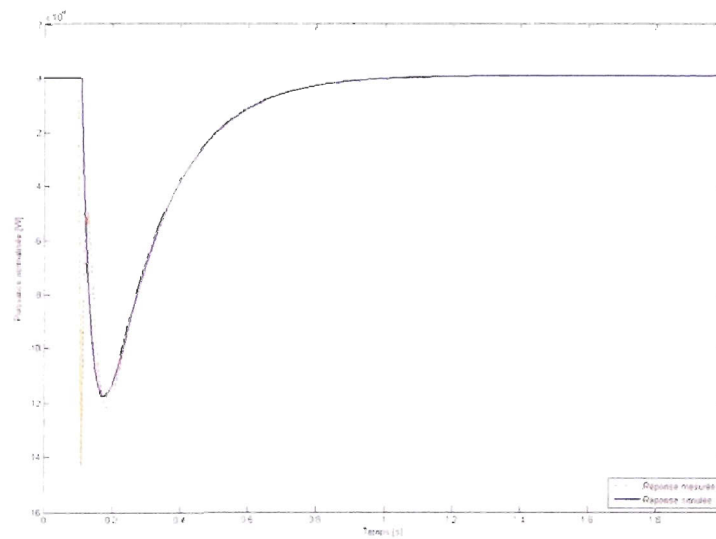


Figure 4.8 Puissance mesurée et simulée en réponse à une variation échelon de 5 Hz de la fréquence de synchronisme (à $t = 0,1$ s)

L'objectif de l'identification du système ne vise pas nécessairement à reproduire parfaitement son comportement naturel, mais davantage à estimer les paramètres d'un système ayant un comportement similaire et stable, dans la forme la plus simple possible. Ainsi, la réponse de la vitesse de la génératrice à une variation échelon de la fréquence de synchronisme de 5 Hz est approximée à un comportement de premier ordre.

$$G_{p1}(s) = \frac{K_p}{1 + T_1 s} \quad (4.6)$$

La puissance est approximée à un deuxième ordre avec zéro instable.

$$G_{p2}(s) = \frac{K_p(1 - T_z s)}{(1 + T_1 s)(1 + T_2 s)} \quad (4.7)$$

L'appendice D présente l'ensemble des essais. Le comportement de la génératrice est assez stable puisque les paramètres de la fonction de transfert varient très peu à différents points d'opération. Comparativement, la constante de proportionnalité et le zéro de la fonction de transfert reliée à la puissance varient considérablement. Par exemple, un écart de 77 % est marqué entre des vents de 12 et 20 m/s pour une puissance de 52 kW. Dans ce cas, les valeurs médianes dans la zone III seront utilisées. Le tableau 4.2 comprend les paramètres des deux fonctions de transfert. Ces derniers permettront le réglage des contrôleurs.

Tableau 4.2 Paramètres des fonctions de transfert associées à l'éolienne

Variable à réguler	K_p	T_1	T_2	T_z
ω_g	2	0,2	—	—
P	3500	0,2	0,03	1,8

4.1.4 Réglage des contrôleurs

Le système à contrôler se distingue par le nombre de sorties qui est supérieur à celui des entrées. Dans ce cas, toutes les sorties ne peuvent être régulées simultanément. L'action sur la fréquence de synchronisme doit jouer tantôt sur la vitesse de rotation de la génératrice, tantôt sur la puissance électrique. D'abord, la vitesse de rotation de la génératrice asynchrone doit être régulée de manière à fournir la vitesse spécifique optimale. Ensuite, la puissance électrique doit être limitée à sa valeur nominale. Un contrôleur en pseudocascade, tel que proposé par Lestage (Lestage 1999), répond aux exigences de cette particularité. La figure 4.9 illustre la configuration de ce régulateur.

Une première boucle de contrôle agit sur la fonction de transfert $G_{p1}(s)$, associée à la vitesse de la génératrice. Une boucle interne régule une seconde fonction de transfert, celle de la puissance, dont le point de consigne est contraint à la valeur maximale permise pour la sortie y_2 , soit la puissance nominale. Le terme « pseudocascade » vient du fait que la boucle de rétroaction interne ne s'applique pas tant que la saturation est inactive. Dans ces conditions, la rétroaction positive sur y_2 annule la rétroaction négative et le terme $G_{c2}^{-1}(s)$ de la fonction de transfert du régulateur de vitesse $G_{c1}(s)G_{c2}^{-1}(s)$ annule l'action de la fonction de transfert $G_{c2}(s)$ du contrôleur de puissance. La fonction de transfert en boucle fermée est alors de la forme :

$$\frac{y_1(s)}{r_1(s)} = \frac{G_{c1}(s)G_{p1}(s)}{1 + G_{c1}(s)G_{p1}(s)} \quad (4.8)$$

Le réglage de $G_{c1}(s)$ est donc indépendant de la boucle interne de contrôle $G_{c2}(s)$ et du système interne $G_{p2}(s)$. Cette propriété permet l'emboîtement d'un grand nombre de boucles de contrôle ayant chacun des réglages simples et indépendants. De plus, le système est moins enclin à réagir aux perturbations sur la puissance lorsque la saturation est inactive. Toutefois, la présence de cette saturation peut encourir des effets non linéaires. Par exemple, le bruit peut provoquer des alternances entre les deux boucles de contrôle lorsque le système opère près de la contrainte.

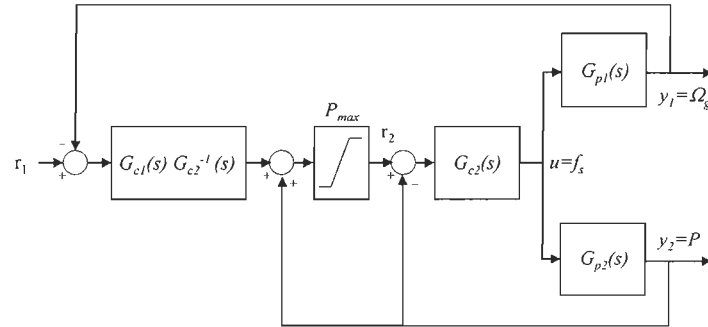


Figure 4.9 Configuration d'un régulateur en pseudocascade

Ainsi, l'ajustement des paramètres de $G_{c1}(s)$ et $G_{c2}(s)$ se base respectivement sur les caractéristiques des sous-système $G_{p1}(s)$ et $G_{p2}(s)$. Deux régulateurs proportionnels intégraux seront utilisés, chacun ayant une fonction de transfert de la forme

$$G_c = \frac{K_c(1 + T_i s)}{T_i s} \quad (4.9)$$

Leur réglage se base sur une méthode simplifiée proposée par Poulin (Poulin 2004.). Le tableau 4.3 regroupe les valeurs des paramètres utilisés. Pour une fonction de transfert du premier ordre, telle que celle associée à la vitesse, la constante de proportionnalité du contrôleur est inversement proportionnelle à celle du système alors que la constante de l'intégrateur équivaut au paramètre associé au pôle.

$$K_c = \frac{1}{K_p} \quad \text{et} \quad T_i = T_l \quad (4.10)$$

Une fonction de transfert du deuxième ordre avec un zéro instable peut être interprétée comme un système du premier ordre avec délai. Les paramètres du régulateur de puissance sont alors exprimés par

$$K_c = \frac{1}{K_p} \frac{T_l}{T_l + T_{0i}} \quad \text{et} \quad T_i = 1,5 T_l \quad (4.11)$$

Tableau 4.3 Réglage des régulateurs PI de vitesse et de puissance de l'éolienne

Régulateur	K_c	T_i
ω_g	0,5	0,2
P	1/35000	0,3

La figure 4.10 présente les variations de la puissance produite par l'éolienne en fonction du vent pour le système régulé à partir des paramètres du tableau précédent. Ces courbes rejoignent celles anticipées théoriquement (figure 4.5). Dans la première région, le coefficient de puissance est maintenu à sa valeur maximale alors que la puissance est croissante. Lorsque la puissance atteint sa valeur nominale, dans la troisième région, le système limite la production à cette valeur. Ceci a pour effet de diminuer le coefficient de puissance. Le point critique à la jonction des régions II et III présente un dépassement de la puissance relativement faible de 2,3 %. La figure 4.12 montre la variation de la vitesse de rotation de la turbine en fonction de la vitesse du vent. Les trois zones de fonctionnement de l'éolienne sont distinctes et concordent avec la théorie.

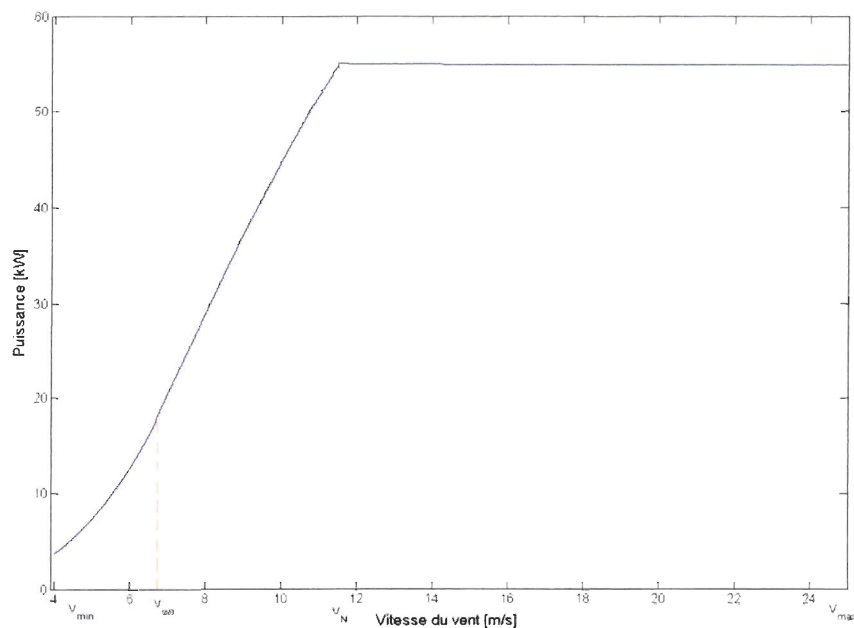


Figure 4.10 Puissance en fonction de la vitesse du vent

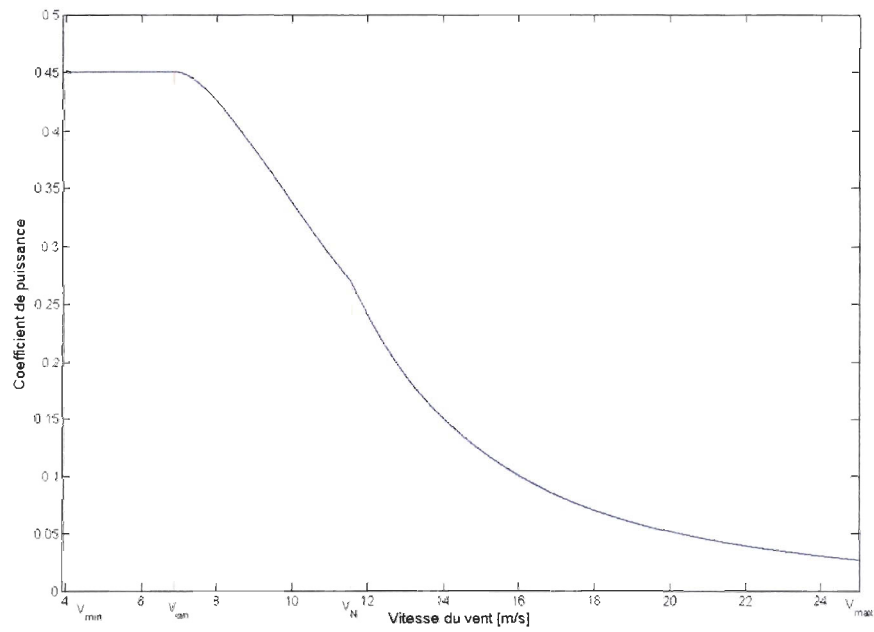


Figure 4.11 Coefficient de puissance en fonction de la vitesse du vent

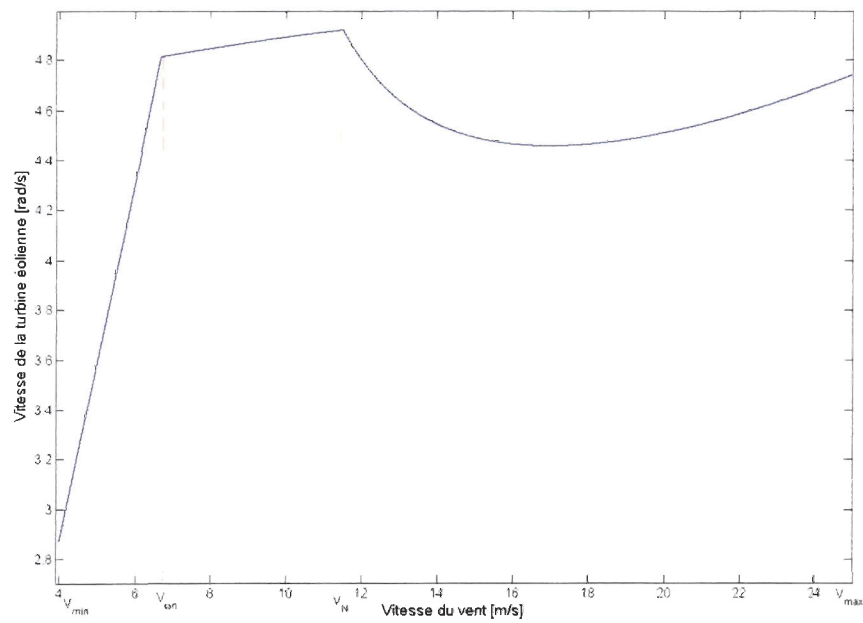


Figure 4.12 Variation de la vitesse de rotation de la turbine éolienne en fonction de la vitesse du vent

Il s'avère pertinent de tester le système en boucle fermée en faisant varier la vitesse du vent. Ces essais théoriques permettent de jauger l'efficacité des contrôleurs dans les différentes zones de fonctionnement. Les figures 4.13 à 4.20 présentent des réponses du système à des variations échelon de 1 m/s pour chacune des zones de fonctionnement.

Dans la zone I, la variable manipulée, soit la fréquence de synchronisme (figure 4.13) réagit aux fluctuations du vent pour ajuster la vitesse du rotor de la génératrice (figure 4.14) et ainsi assurer un fonctionnement du système à sa valeur spécifique optimale (figure 4.15). Elle s'ajuste en moins de 5 secondes pour régler la vitesse spécifique qui prend une trentaine de secondes afin d'atteindre sa valeur en régime permanent. Dans cette région, le système prend typiquement une trentaine de secondes pour stabiliser la valeur de la puissance (figure 4.16). Le comportement du système est plus rapide dans les autres régions de fonctionnement (figures 4.17 à 4.20). Dans la zone II, la vitesse n'est plus régulée. L'augmentation de vitesse (figure 4.17), alors toujours inférieure à 5 %, est jugée insuffisante pour endommager l'équipement. La puissance croît également dans cette zone (figure 4.18), sans toutefois dépasser la valeur nominale qui est franchie au début de la zone III. Dans cette dernière région, la puissance est limitée à 55 kW.

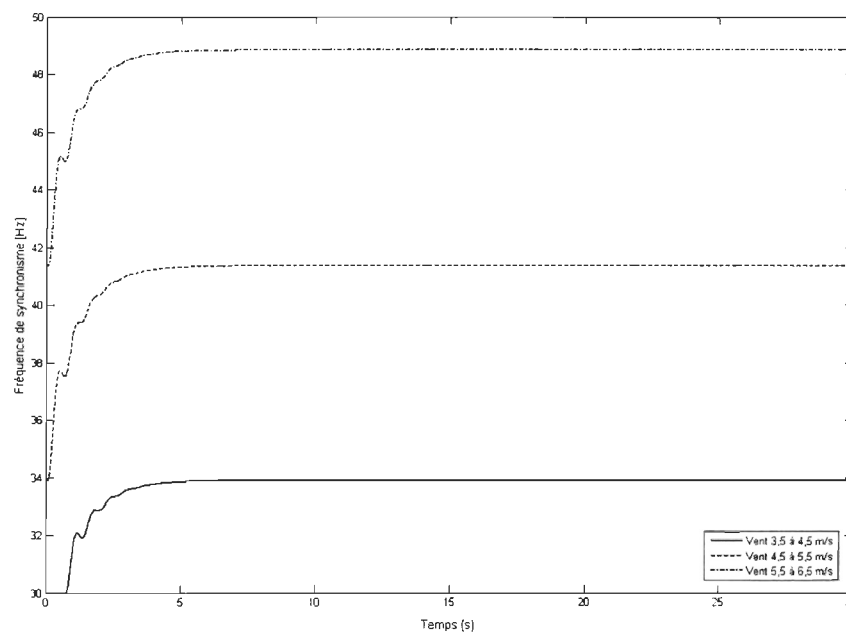


Figure 4.13 Réponse du système des variations échelons de vent de 1 m/s d'amplitude.

Ajustement de la fréquence synchrone.

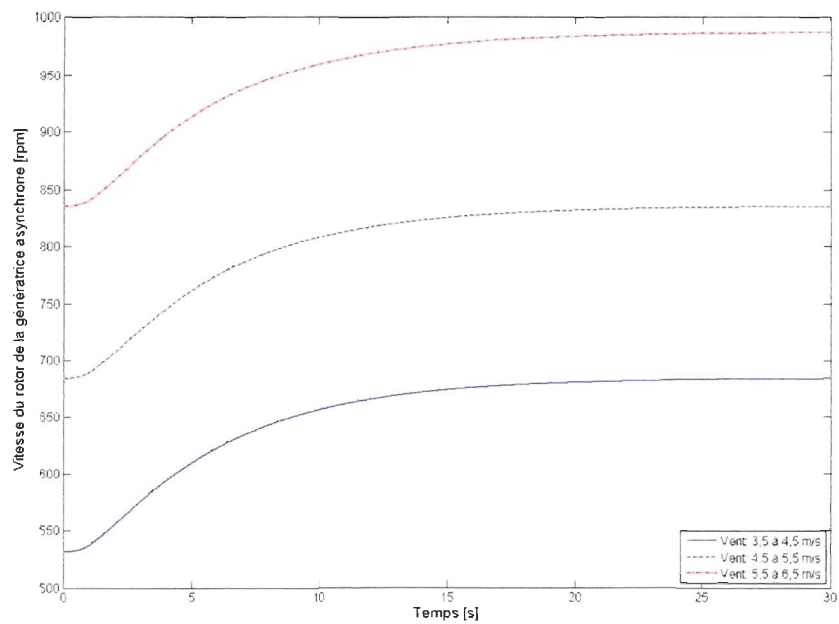


Figure 4.14 Réponse du système des variations échelons de vent de 1 m/s d'amplitude.

Vitesse du rotor de la génératrice asynchrone en fonction du temps (zone I)

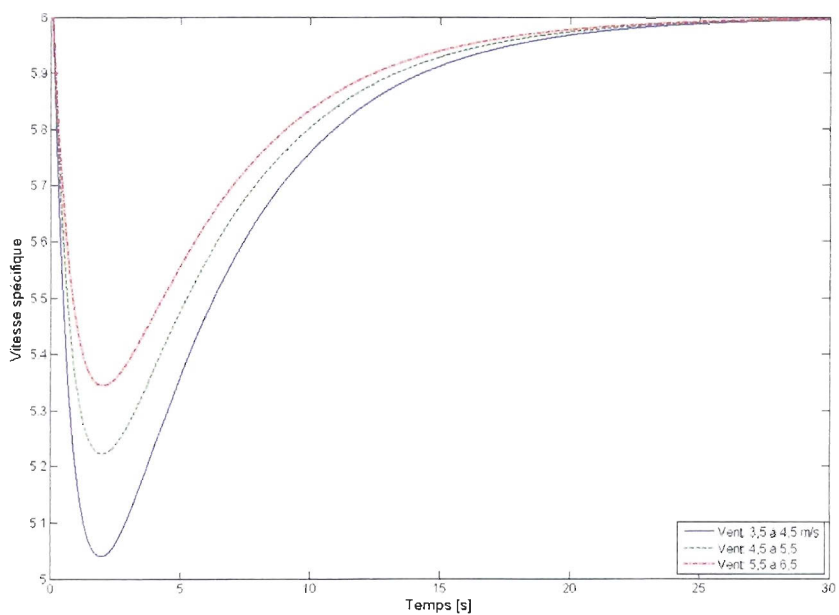


Figure 4.15 Réponse du système des variations échelons de vent de 1 m/s d'amplitude.

Vitesse spécifique (λ) en fonction du temps (zone I)

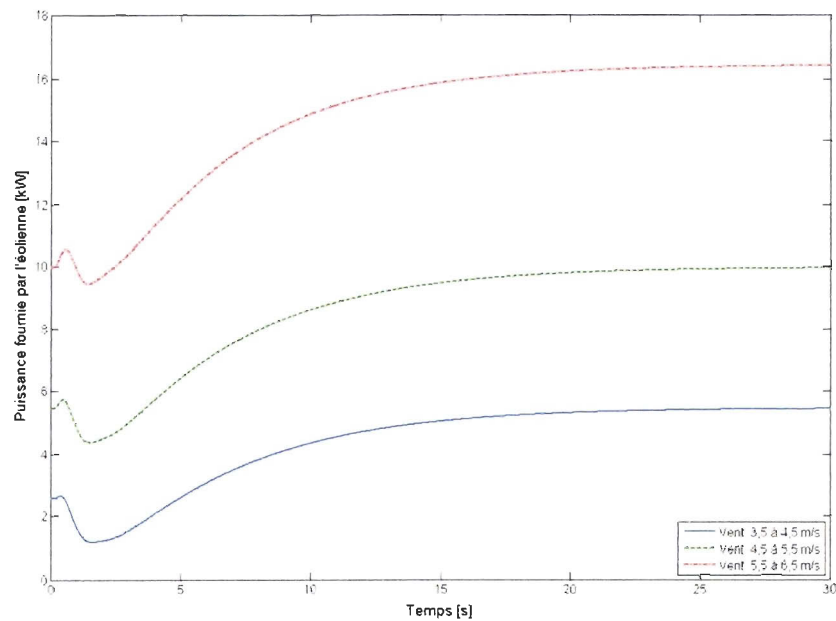


Figure 4.16 Réponse du système des variations échelons de vent de 1 m/s d'amplitude.

Puissance fournie par l'éolienne en fonction du temps (zone I)

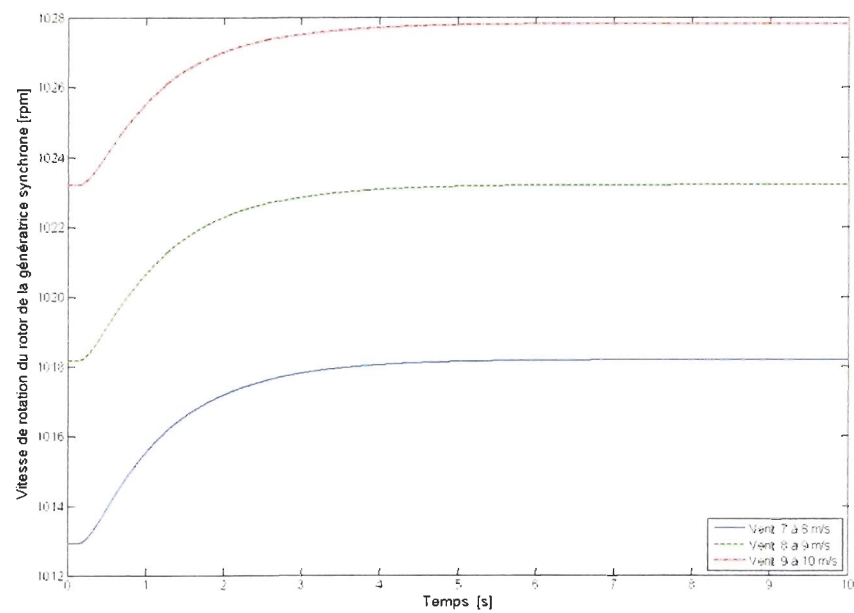


Figure 4.17 Réponse du système à des variations échelons du vent de 1 m/s d'amplitude.

Vitesse du rotor de la génératrice asynchrone en fonction du temps (zone II)

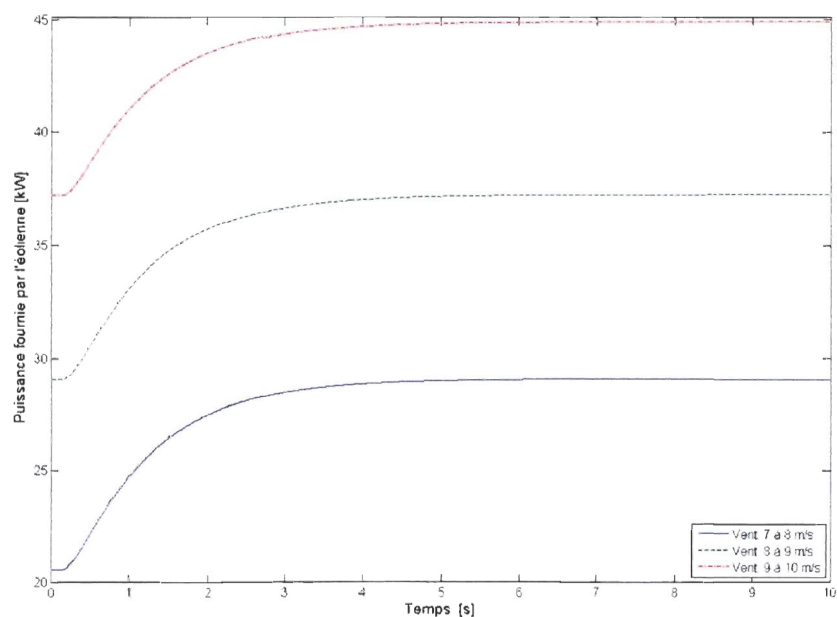


Figure 4.18 Réponse du système à des variations échelons du vent de 1 m/s d'amplitude.

Puissance active fournie par l'éolienne en fonction du temps (zone II)

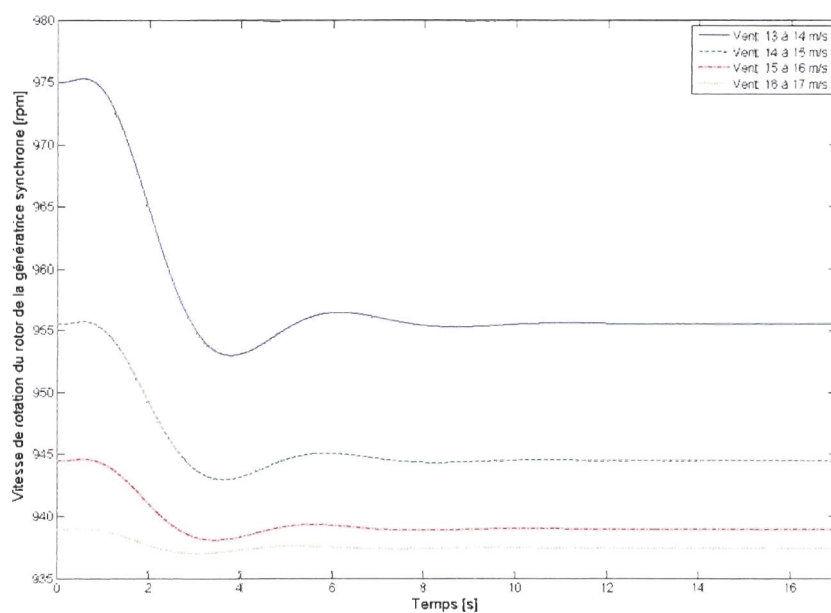


Figure 4.19 Réponse du système à des variations échelons du vent de 1 m/s d'amplitude.

Vitesse du rotor de la génératrice asynchrone en fonction du temps (zone III)

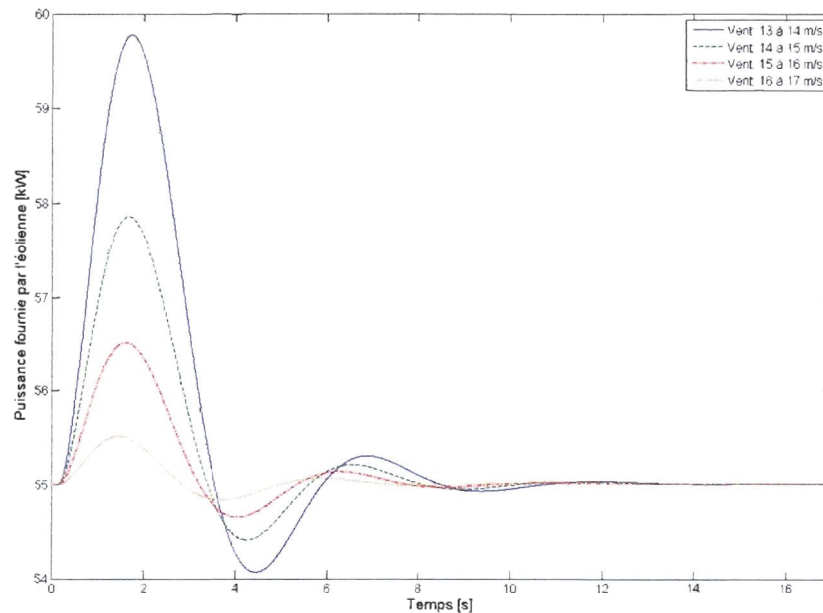


Figure 4.20 Réponse du système à des variations échelons du vent de 1 m/s d'amplitude.

Puissance fournie par l'éolienne en fonction du temps (zone III)

La figure 4.20 montre que le système prend une dizaine de secondes pour atteindre la valeur de consigne. Le dépassement de la puissance est plus important lorsque les vitesses de vent sont près de la frontière entre les zones II et III. Pour une vitesse de vent variant entre 13 et 14 m/s, la puissance a un dépassement la valeur de consigne de 8,72 % comparativement à un dépassement de 2,7 % pour une vitesse variant entre 16 et 17 m/s. Cette première analyse permet de conclure que le régulateur de l'éolienne répond généralement assez bien aux objectifs de contrôle.

4.2 Contrôle de la fréquence du groupe diesel

Tel que vu précédemment, le groupe diesel peut assurer la régulation de tension (RAT) et de fréquence (RAV) dans les conditions de vents faibles ou moyens. Dans le cas d'un système sans stockage, la génératrice du groupe diesel découplée du moteur peut agir comme compensateur synchrone et contrôler la tension ainsi que la balance de puissance active et réactive (Kamwa 1990). Dans cette simulation, les modèles électriques dynamiques de la génératrice ne sont pas explicites. De plus, la dynamique des dispositifs régulant la tension est plus rapide que celle des modèles

mécaniques étudiés ici. C'est pourquoi la régulation de la tension est estimée instantanée. Ainsi, la stratégie de contrôle du groupe diesel implantée ne se limitera qu'à la fréquence. Celle-ci est proportionnelle à la vitesse de rotation du rotor de la génératrice synchrone qui dépend du débit massique de combustible et de la puissance demandée.

4.2.1 Principe de commande

Les conditions qui définissent le fonctionnement optimal pour le moteur diesel dépendent du couple mécanique et du couple de charge. Le point de fonctionnement du moteur diesel, qui définit le rendement optimal de l'appareil, représente la jonction de ces deux courbes. La vitesse de rotation associée au point de fonctionnement servira de référence. Pour une génératrice à deux paires de pôles fournissant une fréquence de 60 Hz, cette vitesse équivaut à 1800 rpm. De plus, le système sera estimé linéaire pour des petites variations autour de ce point de fonctionnement ($\Delta\omega$, $\Delta\Gamma$).

Un système électronique (boucle RAV) régule la vitesse de rotation de l'arbre du moteur diesel tel qu'illustré à la figure 4.21. Celui-ci contrôle l'entrée de combustible afin d'obtenir la vitesse désirée. Un capteur magnétique mesure ω_d et transmet un signal à un boîtier électronique. Ce signal est comparé à une valeur de référence réglée par le potentiomètre de vitesse et la position de l'interrupteur. Un amplificateur de puissance transmet à l'actuateur la position mécanique qu'il doit prendre. Un régulateur de type proportionnel intégral (PI) est utilisé. Un actionneur linéaire opère la pompe à carburant. L'entrée de ce système d'asservissement est la consigne de vitesse de rotation du moteur diesel. Celle-ci équivaut à 1800 rpm pour fixer la fréquence à 60 Hz. La charge du groupe diesel résulte du bilan de puissance, c'est-à-dire de la différence entre la demande et la charge de l'éolienne.

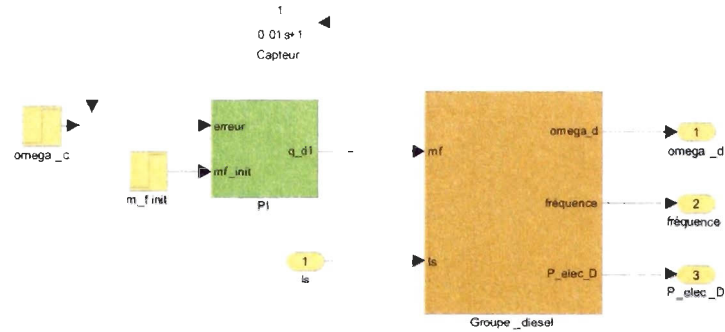


Figure 4.21 Schéma de simulation du groupe diesel et du contrôleur de vitesse.

L'objectif ici est de déterminer les paramètres du régulateur de vitesse du moteur diesel. Le calcul de ces derniers dépendra des paramètres de la fonction de transfert du système, dont l'identification est présentée à la section suivante.

4.2.2 Identification du système

La méthode d'identification de la dynamique du groupe diesel est semblable à celle utilisée pour l'éolienne. Ainsi, le logiciel *Ident* permet d'identifier la fonction de transfert du système diesel en boucle ouverte. Les paramètres du contrôleur seront ensuite évalués à partir de ce modèle.

L'entrée du système simulé en boucle ouverte est le débit massique de combustible, m_f . Il y a également une perturbation qui représente le couple de charge de la génératrice T_r . Les sorties sont la vitesse de l'arbre du moteur, qui représente le paramètre à contrôler, et la vitesse de rotation de la génératrice. Cette dernière valeur est directement reliée à la fréquence du réseau. Dans ce cas-ci, des variations de la vitesse de rotation du moteur ω_d en fonction du temps ont été utilisées comme variables de sortie. Au cours de cette simulation, la puissance demandée au réseau et celle produite par l'éolienne demeurent constantes alors que le débit massique de combustible m_f subit des variations en échelons.

Afin de déterminer la forme de la fonction de transfert utilisée, quatre types de modèles ont été comparés : un système d'ordre 3 avec un zéro, un système du deuxième ordre avec un zéro, un système du deuxième ordre sans zéro puis un système du premier ordre. Pour ces essais, dont les résultats sont présentés au tableau 4.4, le groupe diesel fonctionne à plein régime (50 kW) et le débit massique varie entre 3,52 et 3,54 g/s.

Il est à noter que le modèle théorique du moteur diesel comportait un délai. Cette dernière composante a été négligée pour les tests d'identification puisque le rapport θ/T_1 est largement inférieur à 1. La figure 4.22 illustre les réponses mesurée et simulées de la vitesse de rotation de l'arbre du moteur diesel en fonction d'une variation du débit massique de combustible de 0,02 g/s.

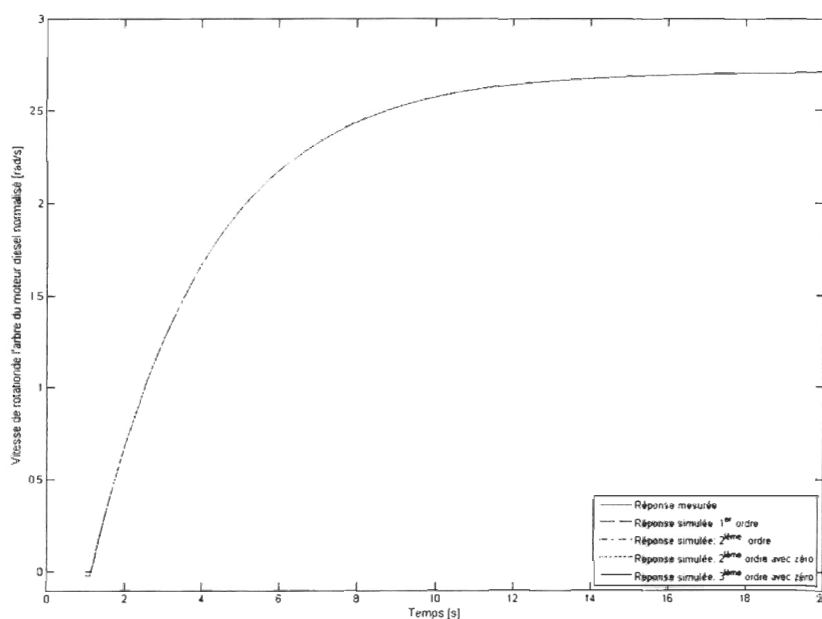


Figure 4.22 Vitesse de rotation de l'arbre du moteur diesel en réponse à une variation échelon du débit massique de combustible de 0,02 g/s (à $t = 0,1$ s)

Tableau 4.4 Paramètres du groupe diesel pour une puissance demandée de 50kW et débit massique variant de 3,52 à 3,54 g/s

Ordre	K_p	T_z	T_1	T_2	T_3
1	$1,3589 \times 10^5$	—	3,0050	—	—
2 (sans zéro)	$1,3589 \times 10^5$	—	3,0046	0,0238	—
2 (avec zéro)	$1,3589 \times 10^5$	-0,0115	3,0045	0,0142	—
3 (avec zéro)	$1,3589 \times 10^5$	1,4338	3,0120	0,0295	1,4171

En moyenne, chaque simulation concorde avec le signal d'origine suivant un taux supérieur à 98 %. Cette conclusion peut aussi être vérifiée mathématiquement à partir des données du tableau 4.4. Une fonction de transfert du troisième ordre avec un zéro est de la forme

$$G_p(s) = \frac{K_p(1 + T_z s)}{(1 + T_1 s)(1 + T_2 s)(1 + T_3 s)}$$

Comparativement aux autres termes, la constante T_2 est négligeable. Les valeurs constantes T_z et T_3 sont suffisamment rapprochées pour être considérées égales. Ainsi, le rapport de $(1 + T_z s)$ sur $(1 + T_3 s)$ se simplifie à l'unité. Pour les systèmes de deuxième ordre exprimés par les fonctions de transfert

$$G_p(s) = \frac{K_p}{(1 + T_1 s)(1 + T_2 s)} \quad \text{et} \quad G_p(s) = \frac{K_p(1 + T_z s)}{(1 + T_1 s)(1 + T_2 s)}$$

Les valeurs de T_z et T_2 trouvées sont négligeables par rapport aux autres termes. Bref, dans chacun des cas, les systèmes obtenus se ramènent à un système du premier ordre. À la lumière de ces résultats, un système de premier ordre est jugé suffisant pour bien représenter le système. Ainsi, la fonction de transfert du système est de la forme

$$G_p(s) = \frac{K_p}{1 + T_1 s} \quad (4.12)$$

Une série de tests, dont les résultats sont présentés à l'appendice E, a permis d'évaluer les valeurs de K_p et T_1 . La puissance électrique demandée au groupe diesel y varie entre 23 et 50 kW. Pour les différentes valeurs de puissance, le débit massique de combustible correspondant était imposé selon le tableau 3.1. Ce paramètre d'entrée subissait des variations en échelons de l'ordre de 0,02 g/s. Pour chacun de ces tests, la puissance active était conservée :

$$P_{demDiesel} = P_e = \omega_s (\Gamma_{cd} - \omega_s D_s)$$

La puissance demandée au groupe diesel doit équivaloir en régime permanent à la puissance électrique produite par la génératrice. Lorsque le diesel fonctionne à plein régime, ces expressions équivalent à 80 % de la puissance mécanique délivrée par l'arbre du moteur. Ce rendement concorde avec le dimensionnement du système choisi.

Pour l'ensemble de la gamme de puissance testée, la valeur de T_1 reste relativement constante alors que celle du gain K_p subit une variation d'environ 30 %. Bref, le système est pratiquement linéaire. Pour ce dernier paramètre, la valeur la moyenne sera considérée. Ainsi, le gain du procédé considéré (K_p) est de $1,6 \times 10^5$ et la constante de temps du système (T_1) est de 3 secondes. L'ordre de grandeur de la constante K_p est dû au fait que le débit massique est exprimé en kilogrammes par seconde dans les équations. Cette fonction de transfert sera utilisée pour l'évaluation des paramètres du contrôleur ainsi que des performances désirée en boucle fermée. La prochaine section concerne ces dernières composantes.

4.2.3 Dimensionnement du contrôleur

Tel que spécifié précédemment, un régulateur proportionnel intégral (PI) effectuera le contrôle de la vitesse de rotation de l'arbre du moteur diesel. Selon la structure proposée, ce régulateur comprend une saturation qui permet de respecter les contraintes physiques d'opération de l'actionneur. La composante intégrale du contrôleur assure une erreur statique nulle en régime permanent entre la consigne et la mesure si le système asservi est stable. La figure 4.23 présente la structure du contrôleur.

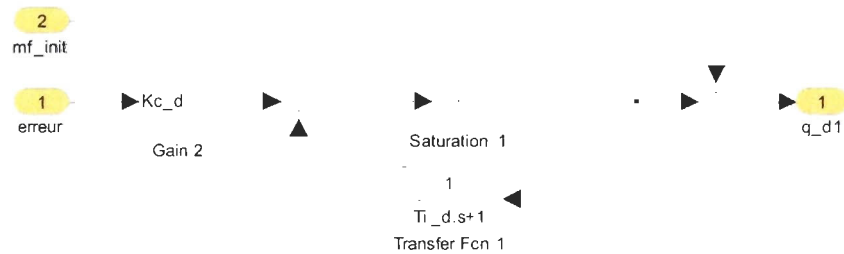


Figure 4.23 Contrôleur de vitesse de l'arbre du moteur diesel

Ce contrôleur possède la fonction de transfert $G_c(s)$ suivante :

$$G_c(s) = \frac{K_c(1 + T_i s)}{T_i s} \quad (4.13)$$

où K_c est la constante de proportionnalité du contrôleur et T_i la constante d'intégration. L'évaluation de la fonction de transfert en boucle fermée doit, a priori, tenir compte de la contribution du capteur. Toutefois, la constante de temps du capteur est de 0,01 seconde. Comme cette dynamique est très rapide comparativement à celle du système, la rétroaction est estimée instantanée. Ainsi, la fonction de transfert en boucle fermée $H(s)$ équivaut à

$$H(s) = \frac{G_p(s) G_c(s)}{1 + G_p(s) G_c(s)} \quad (4.14)$$

En remplaçant les fonctions de transfert G_p et G_c par leurs expressions respectives (équations (4.12) et (4.13)) dans l'équation (4.14) et après quelques simplifications

$$H(s) = \frac{1 + T_i s}{1 + \left(T_i + \frac{T_i}{K_p K_c} \right) s + \left(\frac{T_i T_i}{K_p K_c} \right) s^2}$$

Cette forme équivaut à celle d'un deuxième ordre à gain unitaire comportant un zéro :

$$H(s) = \frac{1 + T_i s}{1 + 2\zeta \tau s + \tau^2 s^2} \quad (4.15)$$

où

$$2\zeta \tau = T_i + \frac{T_i}{K_p K_c} \quad (4.16)$$

$$\tau^2 = \frac{T_i T_i}{K_p K_c} \quad (4.17)$$

L'expression (4.16) est liée à l'amortissement du système, alors que l'expression (4.17) caractérise directement la dynamique du système. Le paramètre τ peut être interprété comme la « constante de temps » du système en boucle fermée. Pour fixer celle-ci, nous définissons la constante α qui représente le facteur d'accélération du système par rapport à sa dynamique naturelle en boucle ouverte :

$$\tau = \frac{T_i}{\alpha} \quad (4.18)$$

En substituant cette dernière expression dans l'équation (4.17)

$$\frac{T_i}{K_p K_c} = \frac{T_i}{\alpha^2} \quad (4.19)$$

Lorsque le coefficient d'amortissement ζ est compris entre 0 et 0,7071, le système comporte un phénomène de résonance. Si ζ est supérieur à 0,7071 l'amortissement est suffisant pour éviter l'apparition d'un phénomène de résonance. À la performance limite sans résonance, correspondant à la valeur $\zeta = 0,7071$, le terme $2\zeta\tau$ vaut $\sqrt{2}\tau$. En tenant compte de cette dernière valeur et en substituant l'équation (4.18) dans l'équation (4.16)

$$T_i + \frac{T_i}{K_p K_c} = \sqrt{2} \left(\frac{T_1}{\alpha} \right) \quad (4.20)$$

À ce stade, les paramètres du contrôleur (K_c et T_i) peuvent s'exprimer en fonction des paramètres du modèle (T_1 et K_p) et de la constante α qui caractérise la constante de temps désirée en boucle fermée (τ). En substituant l'équation (4.19) dans l'équation (4.20), puis en isolant T_i

$$T_i = \frac{(\alpha\sqrt{2} - 1) T_1}{\alpha^2} \quad (4.21)$$

L'expression de la constante de proportionnalité du contrôleur est évaluée à partir des équations (4.19) et (4.21), puis en isolant K_c .

$$K_c = \frac{\alpha\sqrt{2} - 1}{K_p} \quad (4.22)$$

Le choix du facteur d'accélération dépend des performances souhaitées. En raison de sa nature stochastique, la vitesse du vent peut varier plus rapidement que la dynamique naturelle du système étudié ici, soit la partie mécanique d'un groupe diesel. Le régulateur de vitesse doit donc être suffisamment agressif pour maintenir une stabilité électrique. En contrepartie, un contrôleur trop agressif peut provoquer l'usure prématurée des pièces mécaniques. Si le facteur α est supérieur à 10, le signal de sortie présente des oscillations. Celles-ci s'amplifient significativement pour des valeurs de α croissantes.

Les figures 4.24 à 4.26 présentent trois exemples de réponses à une variation en échelon de la demande de 4 kW, qui équivaut à une variation du vent de 0,5 m/s, pour différentes valeurs du paramètre α . Pour une valeur de α décroissante, le dépassement et le temps de réponse augmentent. Comparativement, le contrôleur dont les paramètres sont réglés à partir de la méthode simplifiée, tel qu'illustré aux figures 4.27 à 4.29, présente un réglage peu agressif. Le système prend une trentaine de secondes avant d'atteindre la valeur de consigne. Comme le vent risque de varier sur un intervalle de temps inférieur à ce délai, la méthode simplifiée s'avère moins pertinente pour ce système. Le cas où $\alpha = 5$ est un bon compromis entre les performances du contrôleur et la qualité du signal. Le dépassement est inférieur à 1 % et le système prend moins de 6 secondes avant d'atteindre sa valeur en régime permanent.

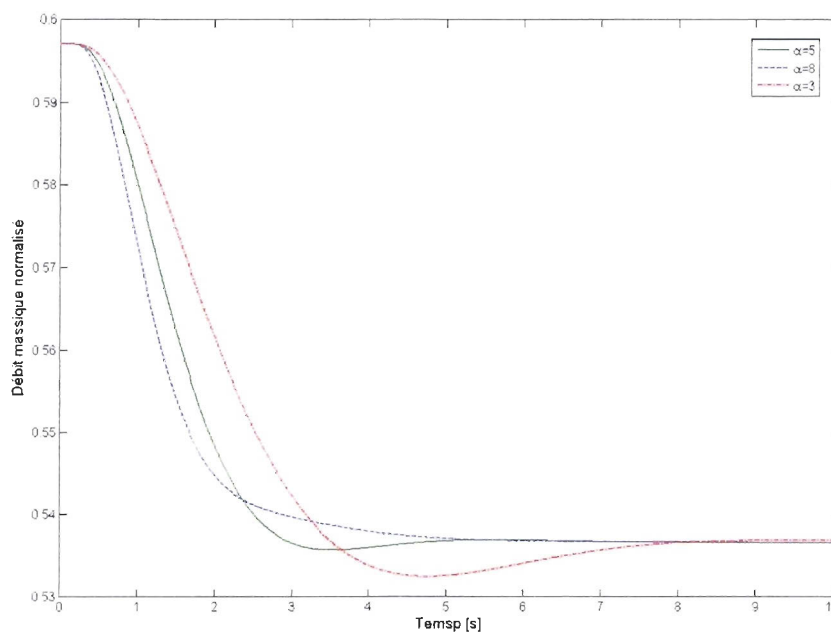


Figure 4.24 Réponse du système à une variation échelon de la puissance demandée. Entrée de combustible en fonction du temps ($\alpha = 3, 5$ et 8).

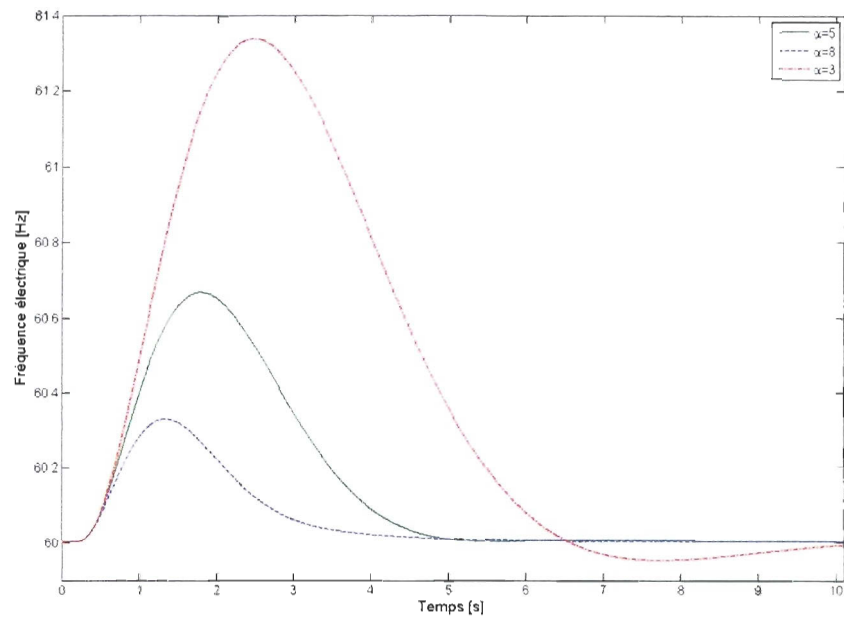


Figure 4.25 Réponse du système à une variation échelon de la puissance demandé.

Fréquence électrique en fonction du temps ($\alpha = 3, 5$ et 8).

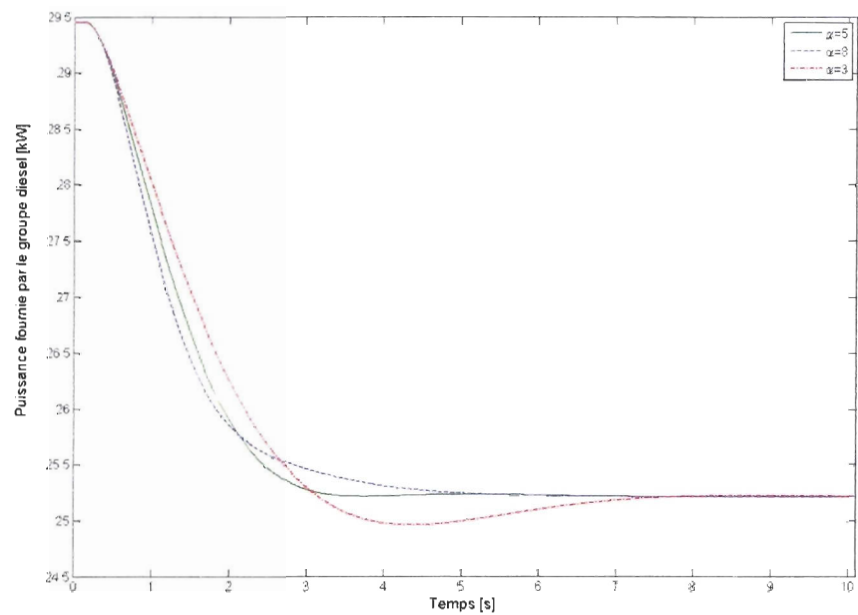


Figure 4.26 Réponse du système à une variation échelon de la puissance demandé. Puissance

fournie par le groupe diesel en fonction du temps ($\alpha = 3, 5$ et 8).

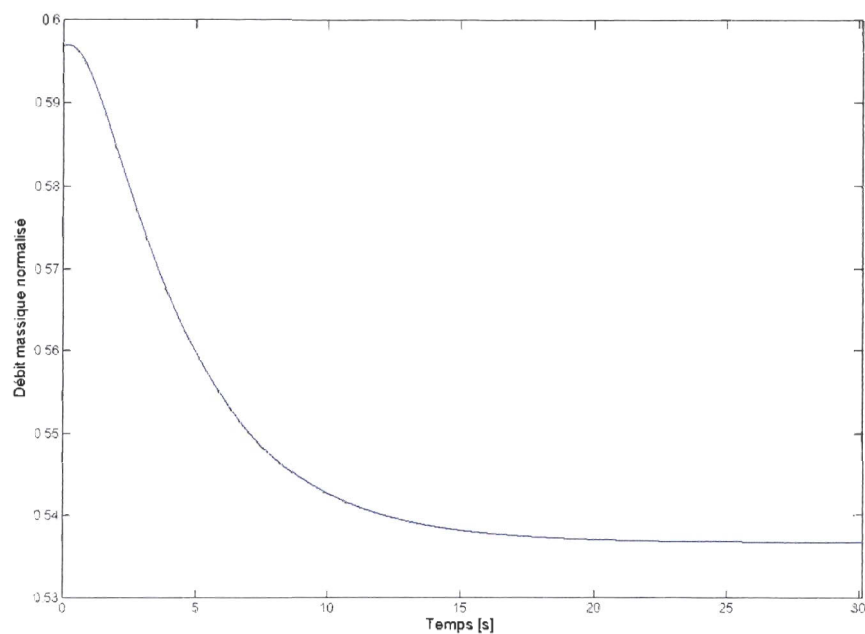


Figure 4.27 Réponse du système à une variation échelon de la puissance demandé. Entrée de combustible en fonction du temps (méthode simplifiée).

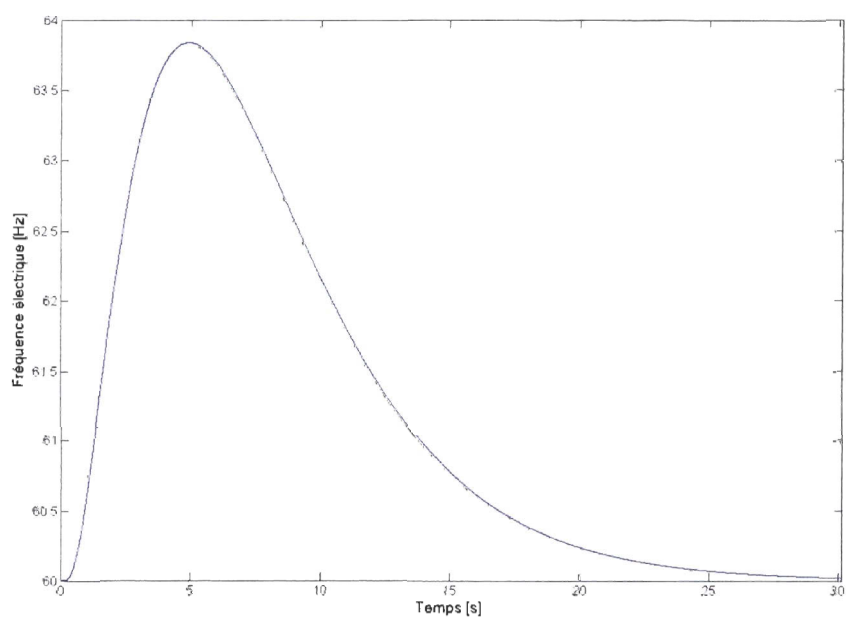


Figure 4.28 Réponse du système à une variation échelon de la puissance demandé. Fréquence électrique en fonction du temps (méthode simplifiée).

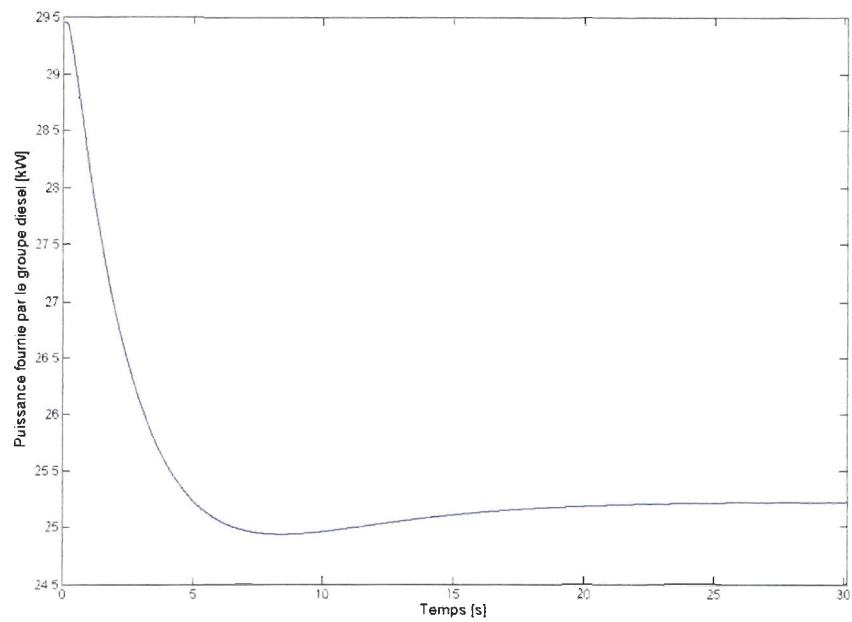


Figure 4.29 Réponse du système à une variation échelon de la puissance demandé. Puissance fournie par le groupe diesel en fonction du temps (méthode simplifiée).

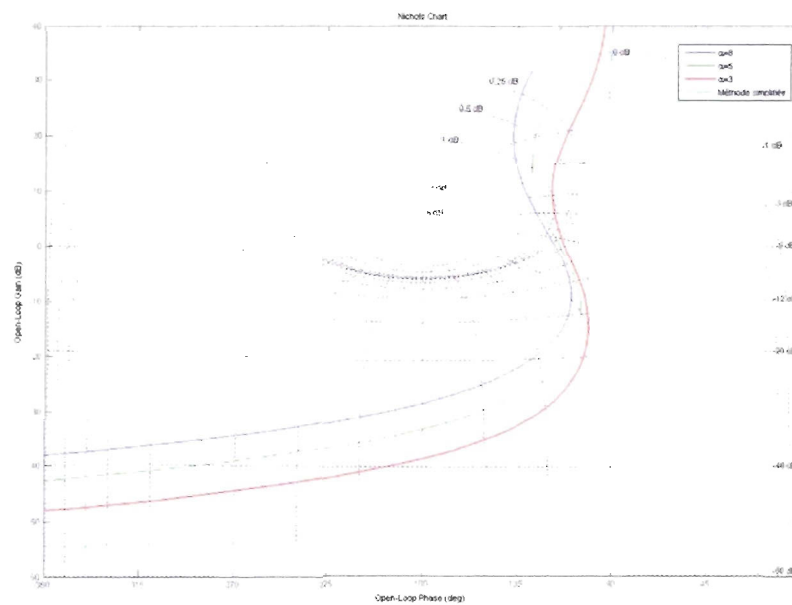


Figure 4.30 Abaque de Black-Nichols pour les différentes valeurs du paramètre α et pour la méthode simplifiée

4.3 Conclusion

En somme, cette étude porte sur l'interaction entre l'éolienne et le groupe diesel lorsqu'ils alimentent conjointement le réseau. Par conséquent, elle exclut le développement d'un contrôle de supervision et porte plutôt sur celui des régulateurs qui gèrent le fonctionnement de chaque sous-système. Le régulateur de l'éolienne couvre trois zones d'opération. La première est basée sur l'optimisation de la vitesse spécifique alors que la seconde ne présente concrètement aucune régulation. Ainsi, la vitesse de rotation de la turbine varie faiblement autour de sa valeur nominale. Dans la troisième zone, la puissance est régulée afin de limiter la production de l'éolienne.

Pour l'identification du système, la dynamique de la vitesse du rotor en fonction des variations de la fréquence synchrone est estimée à un système du premier ordre alors que celle de la puissance est estimée à un premier ordre avec un zéro instable. Deux régulateurs proportionnels intégraux reliés en pseudocascade assurent la gestion des trois régions de fonctionnement de l'éolienne.

Le groupe diesel est directement branché au réseau, ainsi la fréquence électrique est proportionnelle à la vitesse de l'arbre de la génératrice. Ainsi, la boucle de régulation de vitesse du groupe diesel assure la qualité de la fréquence. La fonction de transfert est estimée à un système du premier ordre et un régulateur PI a été utilisé.

Chacun des sous-systèmes a été régulé de manière isolée, indépendamment de l'interaction entre eux. La section suivante montrera des résultats de simulation pour le système couplé afin de mettre en lumière l'influence des perturbations mécaniques, engendrées par la production de l'éolienne, sur le groupe diesel.

CHAPITRE 5

RÉSULTATS ET ANALYSE

Le chapitre précédent montrait que chaque composante de la centrale hybride a son propre système d'asservissement et peut opérer de manière autonome. Le régulateur de vitesse de la génératrice synchrone du groupe diesel gère la fréquence électrique lorsque celui-ci fonctionne seul ou conjointement avec l'éolienne. La stratégie de contrôle de l'éolienne comporte trois zones de fonctionnement selon l'intensité du vent. Pour des vents faibles, l'éolienne tentera de fonctionner sur la caractéristique de régime optimal. Une fois que le rotor tourne à sa vitesse nominale, la commande est en saturation jusqu'à ce qu'il atteigne sa puissance maximale. Celle-ci est finalement contrainte à cette valeur maximale tant que la vitesse et la stabilité du vent le permettent.

L'objectif du présent chapitre consiste à évaluer l'interaction entre le groupe diesel et l'éolienne lorsqu'ils opèrent conjointement. Ainsi, l'algorithme de décision de plus haut niveau, permettant de gérer les transitions entre les modes de fonctionnement du système hybride (diesel seul, diesel et éolienne, puis éolienne seule), n'est pas nécessaire à l'atteinte des objectifs initialement fixés par l'étude et ne sera pas implanté. L'influence de la production en puissance de l'éolienne sur la fréquence et la stabilité du réseau fera plutôt l'objet d'analyse de cette étude. Afin d'évaluer la sensibilité du système à l'exactitude de la mesure du vent, les profils statiques de puissance et de vitesse de rotation de la turbine éolienne seront dressés à partir de différents biais de mesure de cette dernière variable. Le système sera ensuite testé avec des entrées de vent « théoriques », de forme échelon, puis d'autres comprenant des composantes stochastiques, et ce, pour chacune des zones de fonctionnement de l'éolienne.

5.1 Influence d'un biais de mesure sur la production de l'éolienne

Selon différentes situations de capture, la mesure de la vitesse du vent peut différer de sa valeur réelle. La connaissance de ce biais de mesure en simulation permet d'en évaluer la portée en pratique sur les résultats de production en puissance. Dans le cadre de cette étude, des biais de mesure seront testés jusqu'à $\pm 30\%$.

Les figures 5.1 et 5.2, qui présentent respectivement la puissance éolienne obtenue avec un vent sous-estimé et surestimé, montrent que la différence de puissance entre la mesure exacte du vent et une mesure avec un biais n'est significative qu'à partir de $\pm 30\%$. Ces écarts sont d'ailleurs principalement visibles dans la première zone de fonctionnement. Une sous-estimation et une surestimation du vent tendent toutes deux à faire diminuer la puissance produite. Ceci est normal puisque dans les deux cas, le fonctionnement de la turbine s'éloigne de la caractéristique de régime optimal (CRO).

Comparativement, l'effet est plus marqué sur la vitesse de la turbine éolienne, tel qu'illustré aux figures 5.3 et 5.4. Celle-ci atteindra sa vitesse nominale plus rapidement si le vent est surestimé et plus lentement s'il est sous-estimé. Puisque le contrôle de la puissance dans la zone III n'utilise pas la mesure du vent, la présence d'un biais n'influe pas le point critique à la jonction des zones II et III. Conséquemment, seules les deux premières zones de fonctionnement de l'éolienne seront simulées numériquement avec des entrées de vent comportant un biais de mesure. De plus, l'influence d'un écart de $\pm 10\%$ étant particulièrement négligeable sur la production en puissance, cette situation ne sera pas considérée dans les sections suivantes.

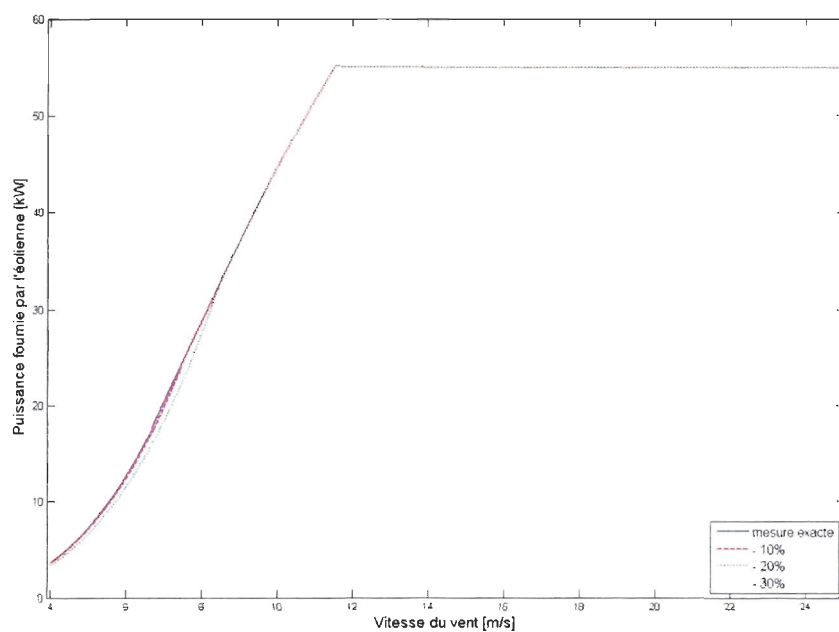


Figure 5.1 Puissance fournie par l'éolienne en fonction d'une mesure de vitesse de vent sous-estimée

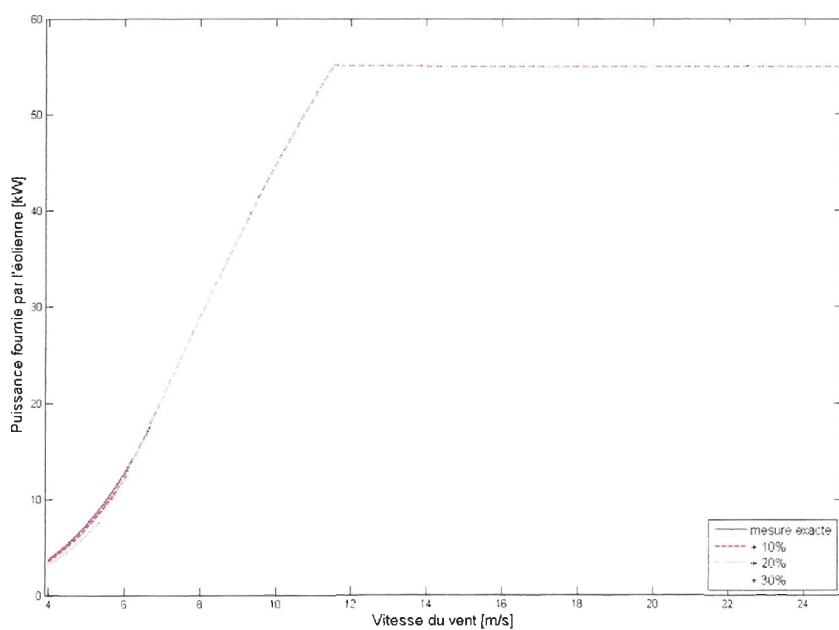


Figure 5.2 Puissance fournie par l'éolienne en fonction d'une mesure de vitesse de vent surestimée

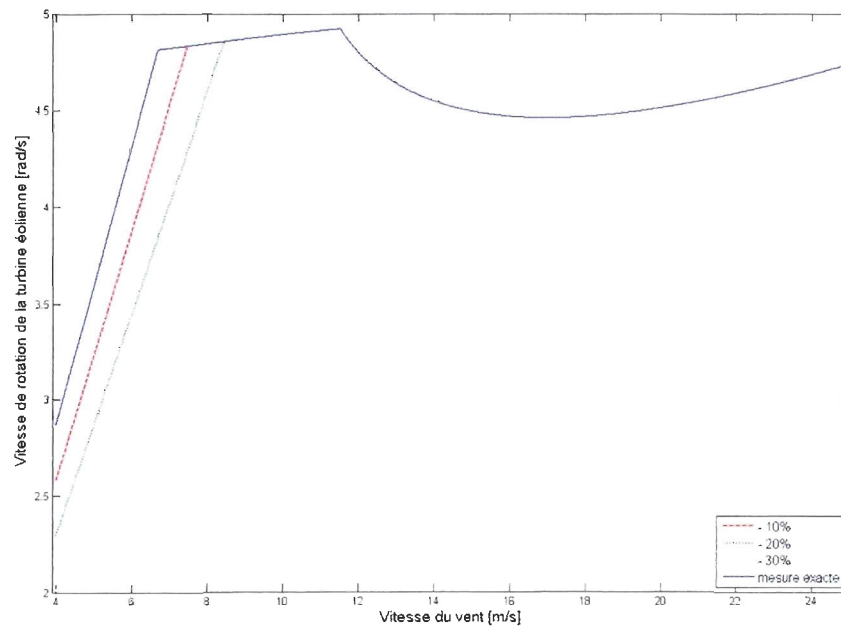


Figure 5.3 Vitesse de rotation de la turbine éolienne en fonction d'une mesure de vitesse de vent sous-estimée.

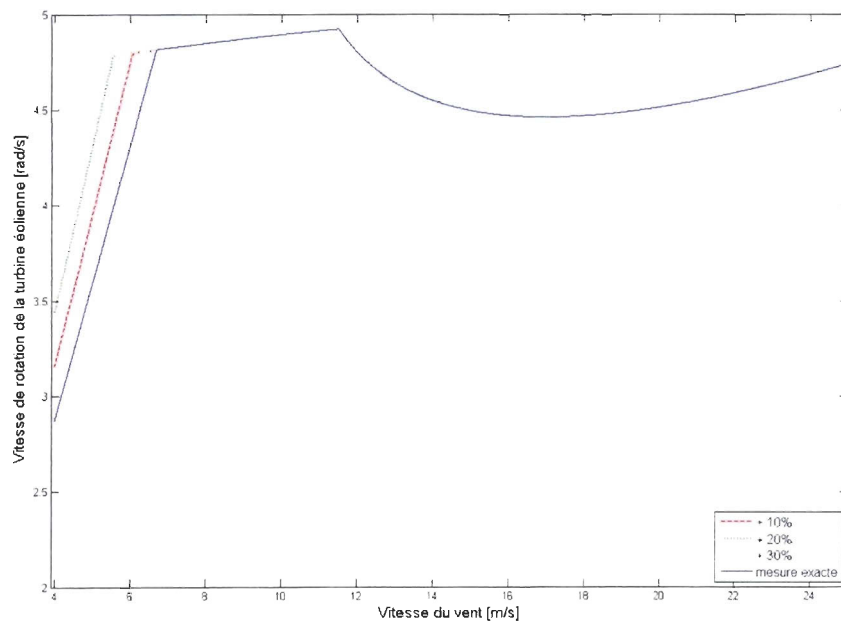


Figure 5.4 Vitesse de rotation de la turbine éolienne en fonction d'une mesure de vitesse de vent surestimée

5.2 Performances du système en réponse aux variations de vents échelons

Puisque le contrôle de l'éolienne dépend de l'intensité du vent, il est pertinent d'observer le comportement du système couplé en fonction des différentes zones de fonctionnement. Dans un premier temps, le vent sera modélisé par une valeur constante suivie d'une variation échelon de 1 m/s. Une variation si soudaine peut sembler radicale, mais cette valeur théorique permettra d'analyser les réactions du système dans des conditions extrêmes. Pour chacune des régions de fonctionnement, le choix des valeurs de vitesses du vent se base sur les résultats du chapitre 4 (figure 4.13 à 4.20). Afin de rendre compte du comportement du système dans les conditions les plus critiques, seules les variations de vitesse menant aux plus grandes déviations en puissance ont été retenues.

5.2.1 Éolienne fonctionnant dans la première zone ($v_{\min} \leq v < v_{\Omega n}$)

Pour la première région de fonctionnement de l'éolienne, la régulation de la vitesse de la génératrice asynchrone vise à faire fonctionner l'éolienne à la vitesse spécifique optimale. Dans ces conditions, les variations de vent en basse vitesse font davantage dévier la dynamique de la vitesse spécifique (figure 4.15). Ainsi, le système sera testé à partir d'un vent passant de 4 à 5 m/s et d'une demande de 50 kW. Cette valeur correspond à la puissance maximale du groupe diesel. Fonctionnant seule, cette dernière composante consomme 3,55 g/s de combustible ce qui représente 88,8 % de la capacité maximale du système d'alimentation, soit 4 g/s. Il est à noter que la consommation de combustible est normalisée par rapport à cette dernière valeur (4 g/s), qui équivaut à 100 % de la consommation de combustible, pour représenter la variable manipulée par rapport à la consommation maximale (100 %).

Les figures 5.5 à 5.18 illustrent la variation de certains paramètres, tels que la vitesse de rotation, les puissances, la consommation de combustible et la fréquence électrique pour des biais de mesure positifs ou négatifs. Dans chacun des cas, le trait continu représente la variable simulée à partir de la mesure exacte du vent.

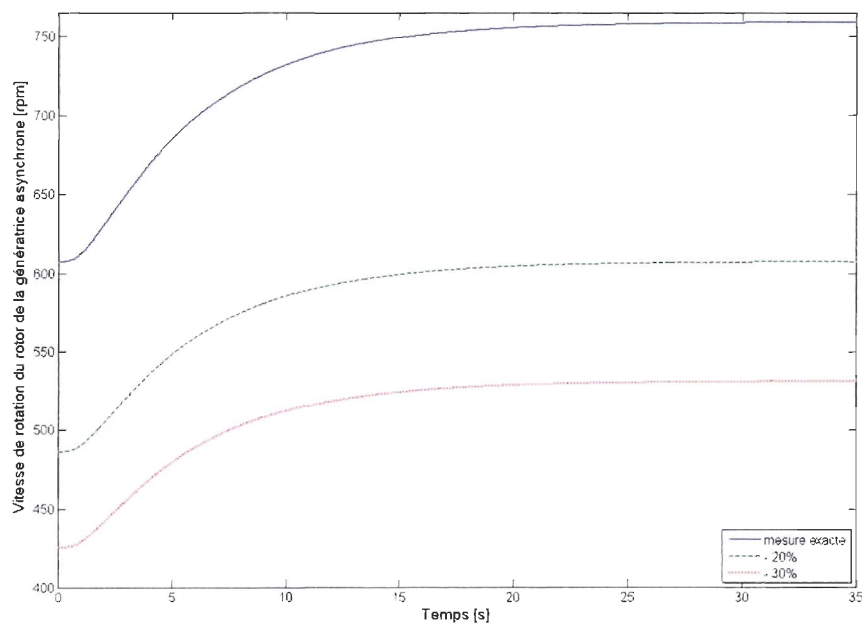


Figure 5.5 Variation de la vitesse de la génératrice asynchrone de l'éolienne à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.

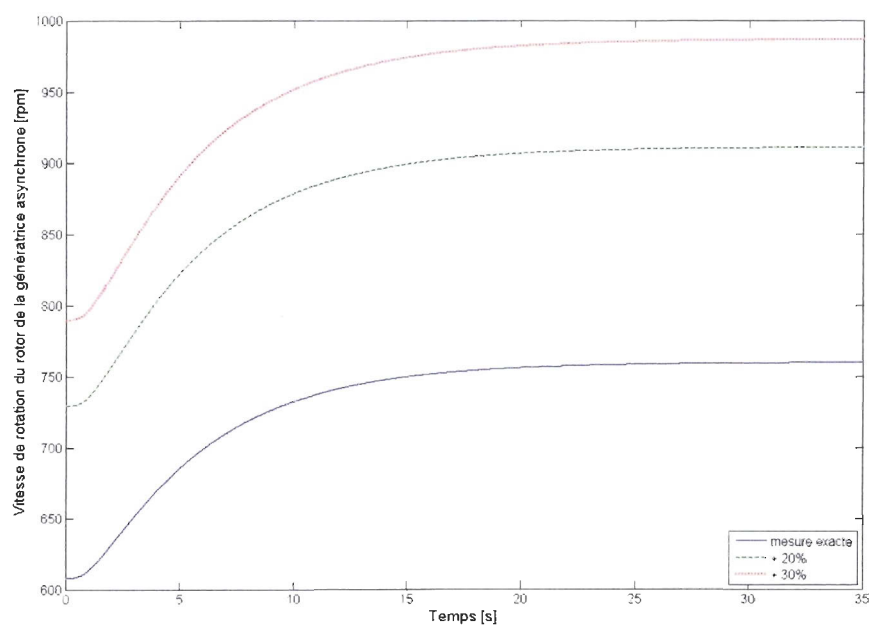


Figure 5.6 Variation de la vitesse de la génératrice asynchrone de l'éolienne à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent surestimées. Demande : 50 kW.

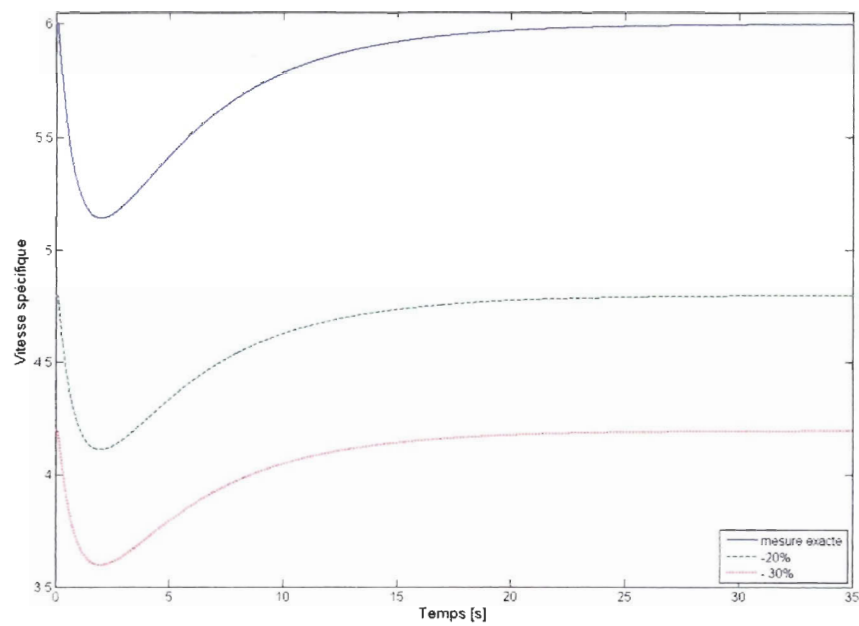


Figure 5.7 Variation de la vitesse spécifique à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s).
Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.

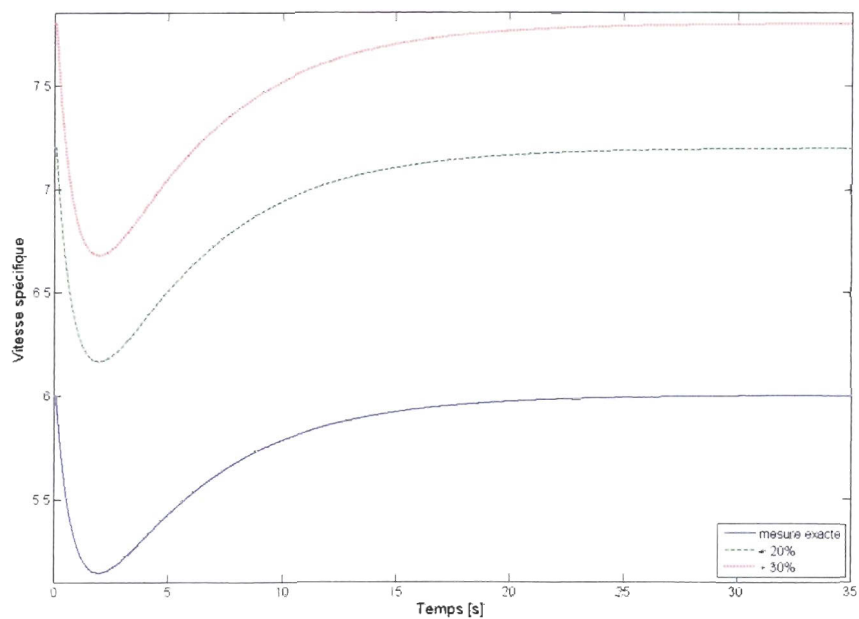


Figure 5.8 Variation de la vitesse spécifique à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s).
Mesures de vitesse de vent surestimées. Demande : 50 kW.

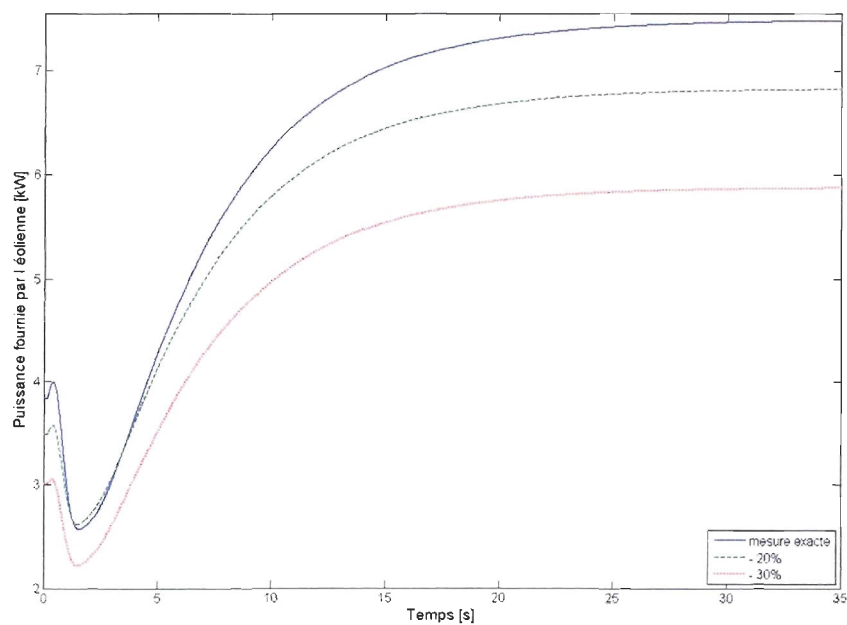


Figure 5.9 Variation de la puissance fournie par l'éolienne à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.

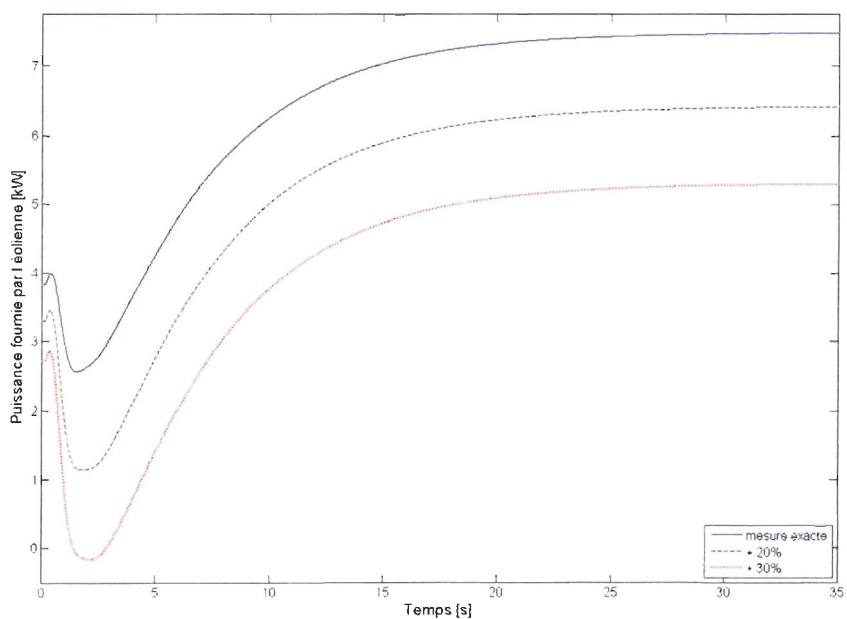


Figure 5.10 Variation de la puissance fournie par l'éolienne à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent surestimées. Demande : 50 kW.

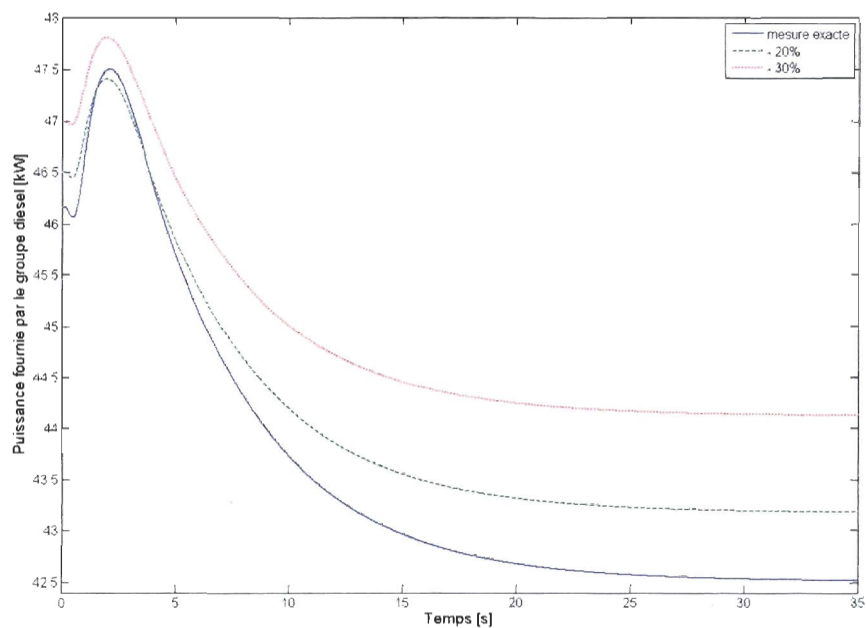


Figure 5.11 Variation de la puissance fournie par le groupe diesel à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.

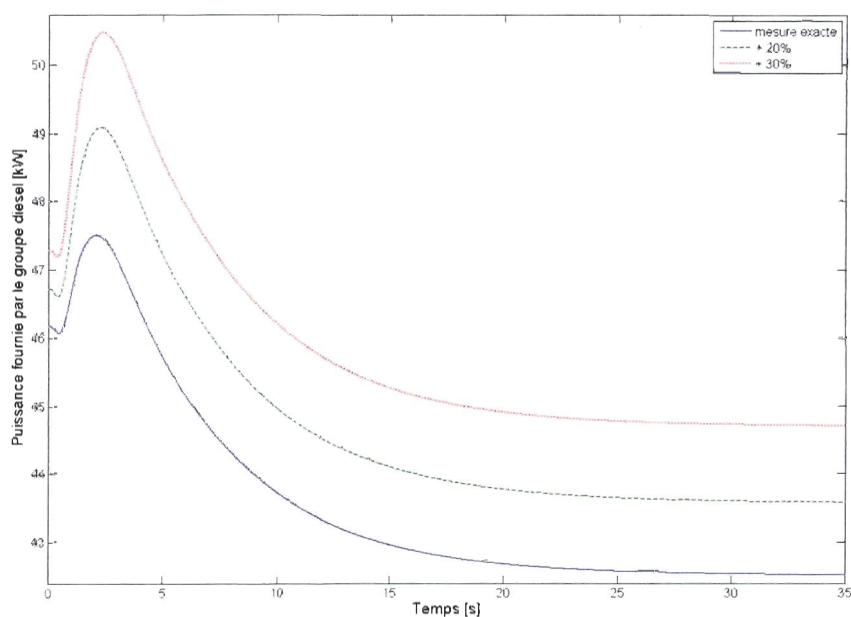


Figure 5.12 Variation de la puissance fournie par le groupe diesel à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent surestimées. Demande : 50 kW.

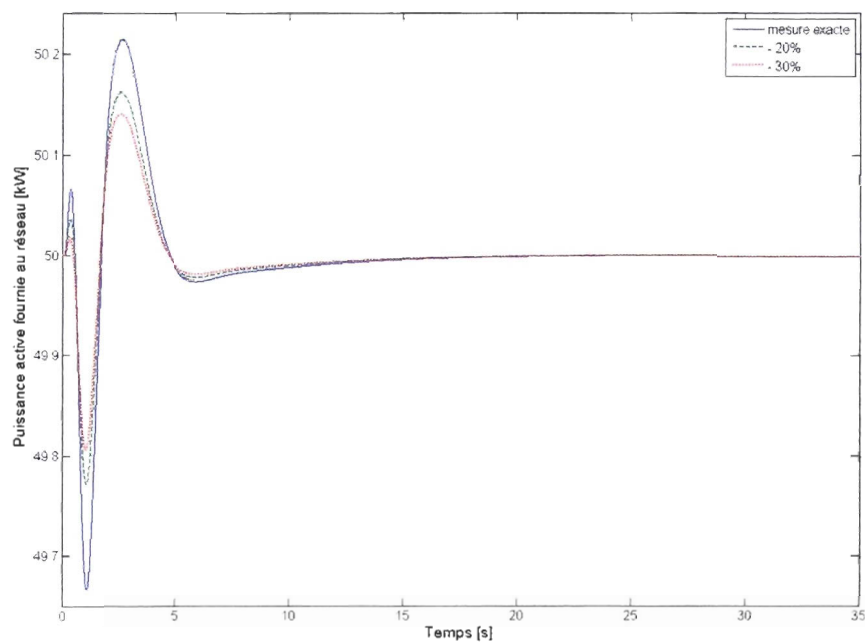


Figure 5.13 Variation de la puissance active fournie au réseau à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.

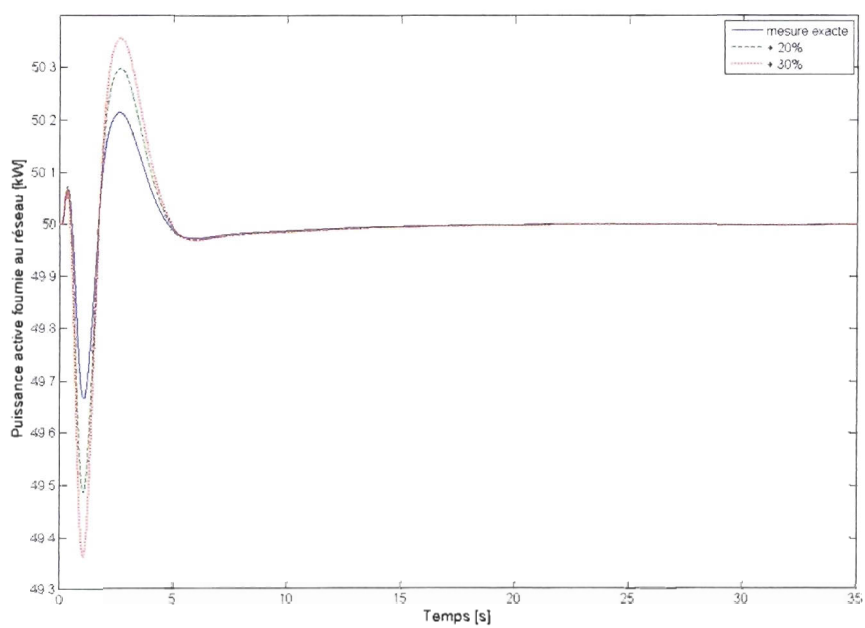


Figure 5.14 Variation de la puissance active fournie au réseau à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent surestimées. Demande : 50 kW.

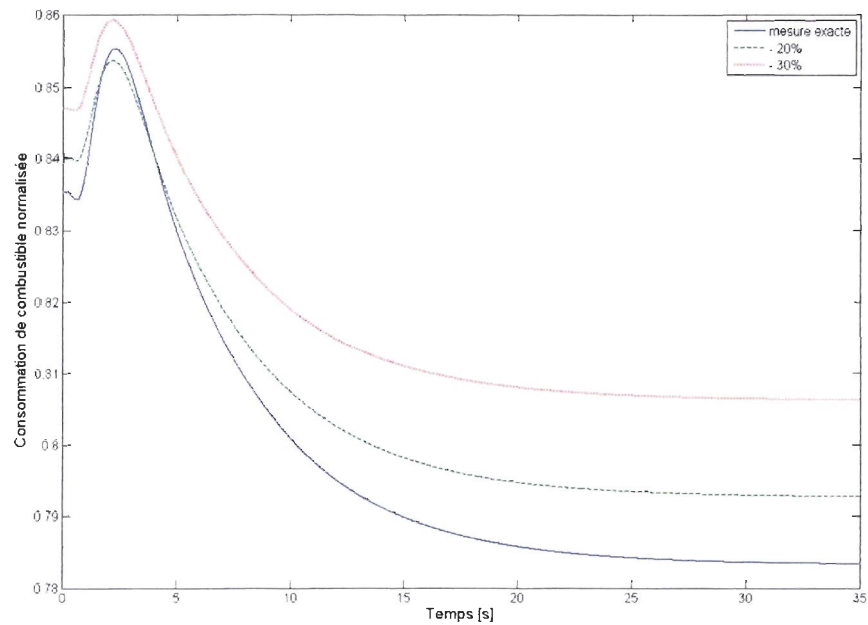


Figure 5.15 Variation de la consommation de combustible à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.

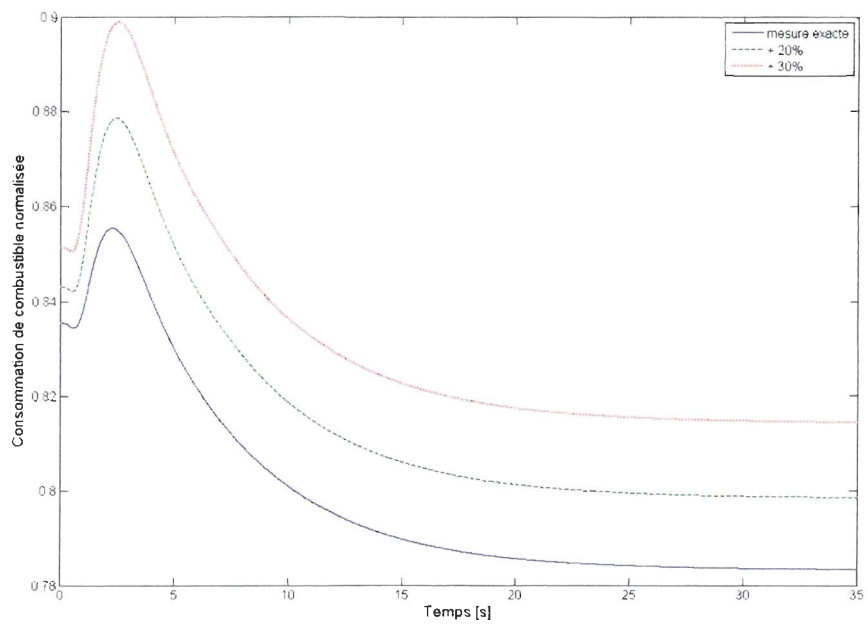


Figure 5.16 Variation de la consommation de combustible à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent surestimées. Demande : 50 kW.

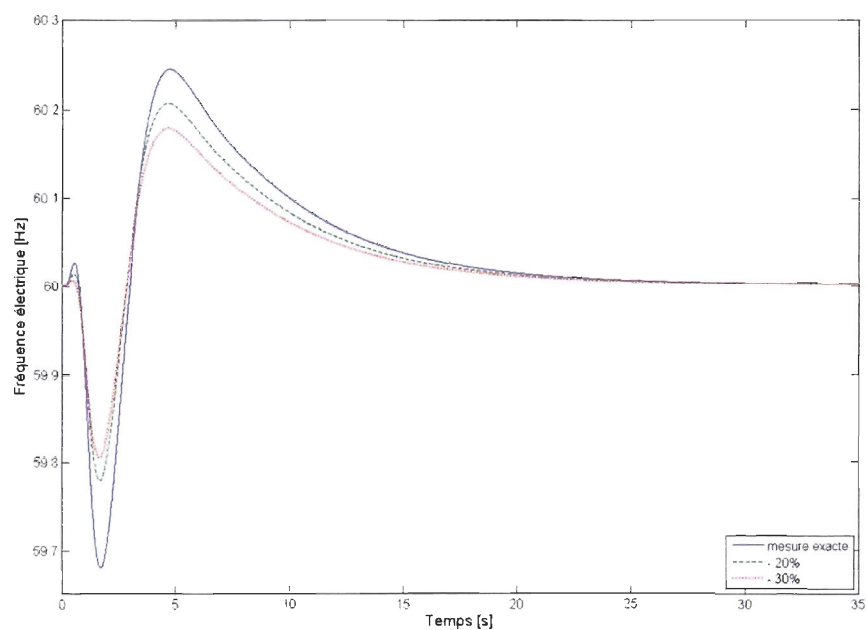


Figure 5.17 Variation de la fréquence électrique du réseau à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.

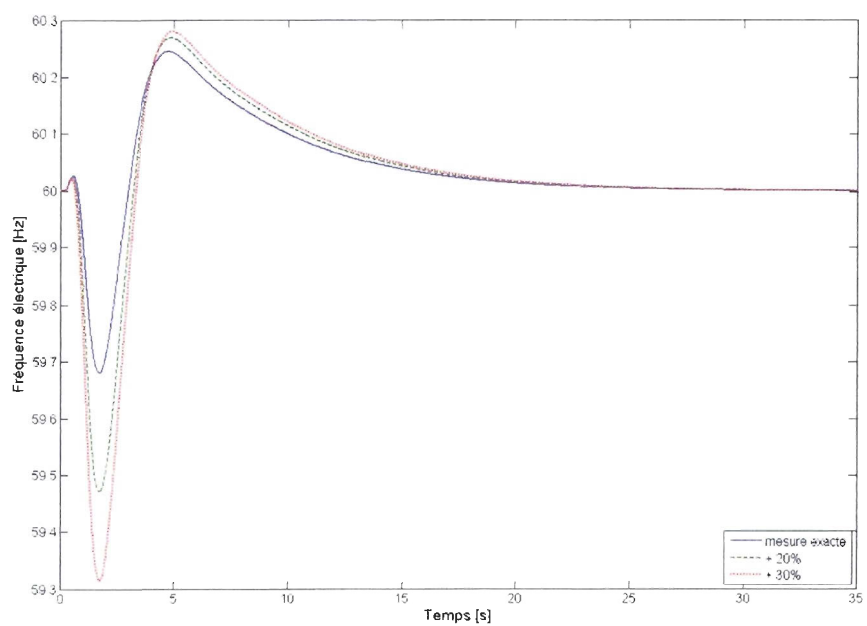


Figure 5.18 Variation de la fréquence électrique du réseau à une entrée échelon du vent (4 à 5 m/s). Mesures de vitesse de vent surestimées. Demande : 50 kW.

5.2.1.1 Observation du comportement du système dans son ensemble

Par rapport au fonctionnement du système dans son ensemble, indépendamment d'un biais de mesure, la fréquence électrique prend approximativement 30 secondes pour atteindre sa valeur de consigne (figures 5.17 et 5.18). Le régulateur de vitesse du groupe diesel dépend du temps de réaction de toutes les autres composantes de la centrale, notamment la dynamique du mécanisme de l'éolienne (figure 5.5 et 5.6). En effet, la puissance éolienne et celle du groupe diesel prennent 30 secondes pour atteindre leur valeur en régime permanent (figures 5.9 à 5.12). Comparativement, la puissance active au réseau s'approche de sa valeur en régime permanent plus rapidement. Après 10 secondes, la puissance active fournie au réseau a atteint 99,96 % de sa valeur en régime permanent (figures 5.13 et 5.14). Puisqu'un bilan de puissance modélise le couplage entre les deux sous-systèmes, les faibles déviations de la puissance éolienne et celle du groupe diesel après 10 secondes devraient s'annuler. Ceci expliquerait pourquoi la puissance fournie au réseau semble se stabiliser plus rapidement.

5.2.1.2 Influence d'un biais de mesure

Une erreur relative sur la mesure du vent affecte les valeurs en régime permanent des signaux ainsi que leur dynamique. L'influence d'un biais de mesure sur le point d'opération en régime permanent et les caractéristiques dynamiques de l'asservissement est résumée aux tableaux 5.1 et 5.2 pour l'ensemble des résultats. Le tableau 5.1 rapporte les écarts relatifs entre la valeur en régime permanent avec une mesure exacte et celles avec un biais. Il montre entre autres que la vitesse du rotor de la génératrice asynchrone tend à varier dans les mêmes proportions que celles du biais de mesure (figures 5.5 et 5.6). Effectivement, la consigne de vitesse du régulateur variera proportionnellement à la vitesse du vent mesurée (équation (4.1)). Le fait de filtrer la mesure du vent permet d'atténuer les fluctuations sur la vitesse de rotation au niveau de la transmission (figures 5.5 et 5.6).

Tel qu'anticipé aux figures 5.1 à 5.4, un biais de mesure du vent joue moins sur la production de la puissance que sur la vitesse du rotor de la génératrice asynchrone. Cependant, la vitesse étant une variable intermédiaire, l'essentiel des conclusions porte sur la puissance produite. Une erreur positive ou négative sur la mesure du vent a pour effet de diminuer la puissance produite par l'éolienne (figures 5.9 et 5.10). En effet, une mesure du vent non exacte affecte la vitesse spécifique qui n'est plus réglée à sa valeur optimale (figure 5.7 et 5.8). La perte d'efficacité en puissance est particulièrement plus prononcée pour des mesures de vent surestimées. Pour compenser cette baisse, le groupe diesel doit augmenter sa production de puissance (figures 5.11 et 5.12). Même celle-ci augmente, le tableau 5.1 indique que les écarts relatifs, en pourcentage, supérieurs de sa puissance (P_d) restent inférieurs à ceux de la puissance produite par l'éolienne (P_e). Le bilan de puissance étant respecté, l'écart absolu en régime permanent entre la puissance du diesel avec et sans biais de mesure équivaut à celui de la puissance éolienne.

Lorsque le groupe diesel doit fournir une puissance supérieure, la demande de combustible augmente également (figures 5.15 et 5.16). Ainsi, une erreur sur la mesure du vent a pour effet d'augmenter le débit massique de combustible normalisé par rapport à la capacité maximale du système d'alimentation (4 g/s). Dans les conditions testées, l'augmentation reste toutefois inférieure à 4 %.

Tableau 5.1 Écart des valeurs en régime permanent par rapport à la mesure exacte

Biais de mesure		- 20 %		- 30 %		+ 20 %		+ 30 %	
Signal	Valeur exacte	Valeur	Écart relatif [%]	Valeur	Écart relatif [%]	Valeur	Écart relatif [%]	Valeur	Écart relatif [%]
ω_{ga} [rpm]	759	607	- 20	531	- 30	911	+ 20	987	+ 30
λ	6	4,8	- 20	4,2	- 30	7,2	+ 20	7,8	+ 30
P_e [kW]	7,48	6,82	- 8,8	5,88	- 21,4	6,42	- 14,2	5,3	- 29,1
P_d [kW]	42,52	43,18	1,55	44,13	3,8	43,58	2,5	44,71	5,1
m_r (normalisé)	0,78	0,79	1,3	0,81	3,8	0,8	2,6	0,81	3,8

En ce qui a trait à la partie dynamique, le tableau 5.2 présente les valeurs de déviation du signal de la vitesse spécifique, la puissance active au réseau et la fréquence électrique par rapport à leur valeur en régime permanent. Le biais de mesure influence la valeur de la vitesse spécifique en régime permanent, mais non le comportement dynamique de l'asservissement. En effet, le biais de mesure fait varier proportionnellement la valeur de la vitesse spécifique en régime permanent. Toutefois, l'écart entre cette dernière et la valeur minimale atteinte en régime dynamique reste constant. Les figures 5.13 et 5.14 montrent, quant à elles, qu'un biais de mesure n'influence aucunement la puissance active fournie au réseau en régime permanent ce qui est normal puisque le bilan de puissance doit toujours être conservé. Il influence cependant le comportement dynamique de la puissance active fournie au réseau. Un biais de mesure négatif tend à diminuer la valeur de la déviation de la puissance par rapport à sa valeur en régime permanent alors qu'un biais de mesure positif tend à l'augmenter. Le principe est le même pour la fréquence, mais les écarts restent en dessous des standards imposés (figure 1.2). Ces derniers stipulent que, dans l'hypothèse où la tension est toujours maintenue à sa valeur normale de fonctionnement, soit entre 90 % et 105 % de sa valeur nominale, l'écart observé sur la fréquence électrique peut valoir jusqu'à 2 % de sa valeur normale. En somme, si la tension est stable, la fréquence peut varier entre 58,8 Hz et 61,2 Hz. Si la tension n'est pas à sa valeur normale de fonctionnement, les fluctuations de fréquence sont plus limitées. Les écarts de celle-ci ne doivent pas dépasser 0,6 % de la valeur normale. La fréquence doit alors être comprise entre 59,64 Hz et 60,36 Hz, indépendamment de la valeur de la tension. Le tableau 5.2 indique que la déviation de la fréquence par rapport à la valeur de consigne peut dépasser 0,6 %, mais reste inférieure à 2 %. Ainsi, la tension doit être comprise entre 90 % et 105 % de sa valeur nominale lorsque le biais de mesure est plus grand ou égal à +20 %.

Tableau 5.2 Déviation du signal par rapport au point de consigne

Signal	Valeur exacte [%]	Biais de – 20 % [%]	Biais de –30 % [%]	Biais de +20 % [%]	Biais de +30 % [%]
λ	- 14,3	- 14,3	- 14,3	- 14,3	- 14,3
P_{active}	- 0,66 + 0,42	-0,46 + 0,32	-0,40 + 0,28	-1,02 + 0,60	-1,28 + 0,71
f_e	- 0,53 + 0,41	- 0,37 + 0,34	- 0,32 + 0,30	-0,88 + 0,45	-1,14 + 0,47

5.2.2 Éolienne fonctionnant dans la seconde zone théorique ($v_{\Omega n} \leq v_{\text{exacte}} < v_N$)

Dans la seconde zone de fonctionnement, le système laisse augmenter graduellement, mais très légèrement, la vitesse de la génératrice asynchrone jusqu'à ce que l'éolienne atteigne sa puissance nominale. Aucune variable n'est directement contrôlée, si ce n'est que la variable manipulée, ω_{gs} est en saturation. Cette section permettra d'examiner l'influence de l'augmentation de la production de l'éolienne sur la stabilité de la fréquence et de la puissance fournie au réseau. Il sera également pertinent d'observer la consommation de combustible.

Deux séries de tests seront ici présentées. La première expose l'effet d'un biais de mesure négatif au début de la zone II pour une vitesse de vent variant de 7 à 8 m/s avec une demande de 50 kW. La figure 5.3 montre que cette plage est réduite lorsque la vitesse du vent est sous-estimée. Cette différence se reflète sur la puissance au réseau, la consommation de combustible et la fréquence électrique (figures 5.19 à 5.21). La seconde série de tests portera sur l'influence du taux de pénétration instantané sur la stabilité du système. À cette fin, différentes valeurs de vitesses de vent seront testées à partir d'une puissance demandée fixe. Il sera alors possible de voir si l'augmentation de la contribution de l'éolienne influence la qualité de la puissance électrique.

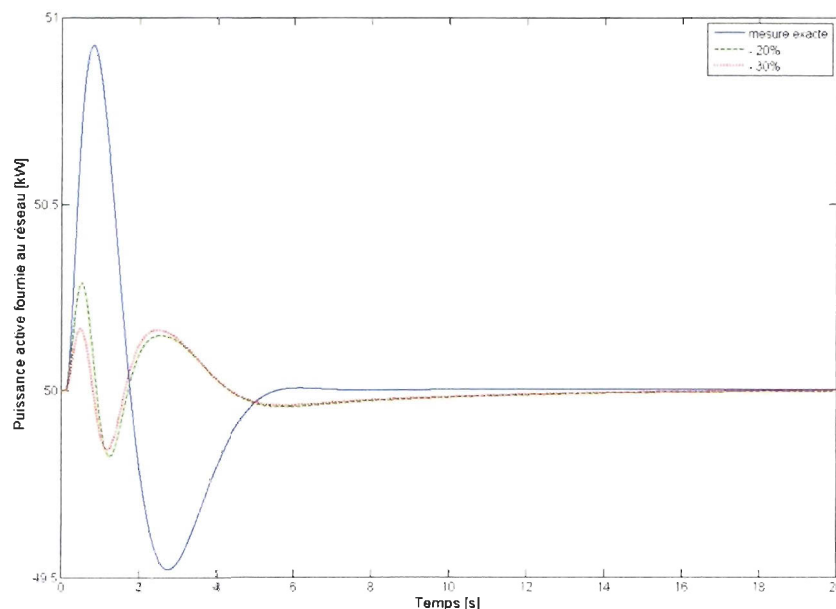


Figure 5.19 Variation de la puissance active fournie au réseau à une entrée échelon du vent (7 à 8 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.

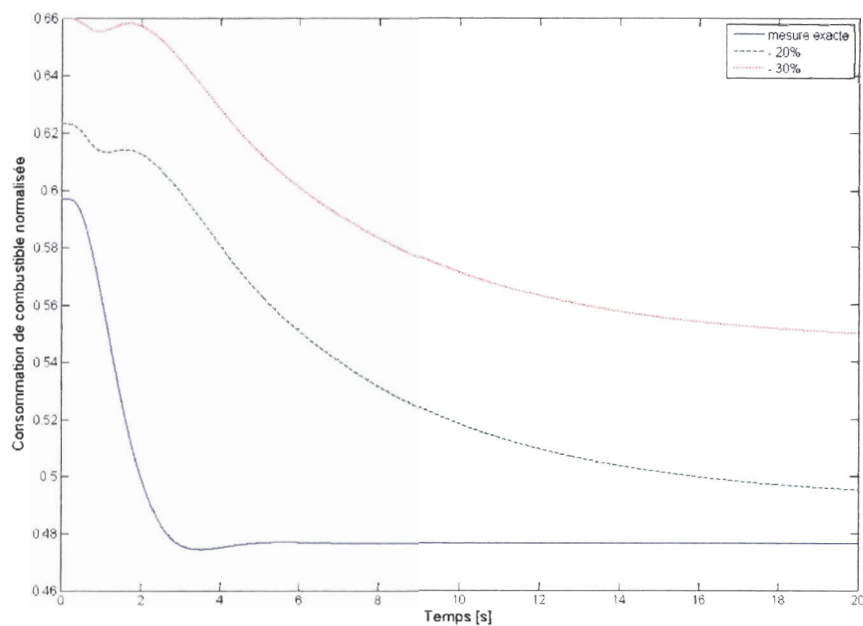


Figure 5.20 Variation de la consommation de combustible à une entrée échelon du vent (8 à 9 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande : 50 kW.

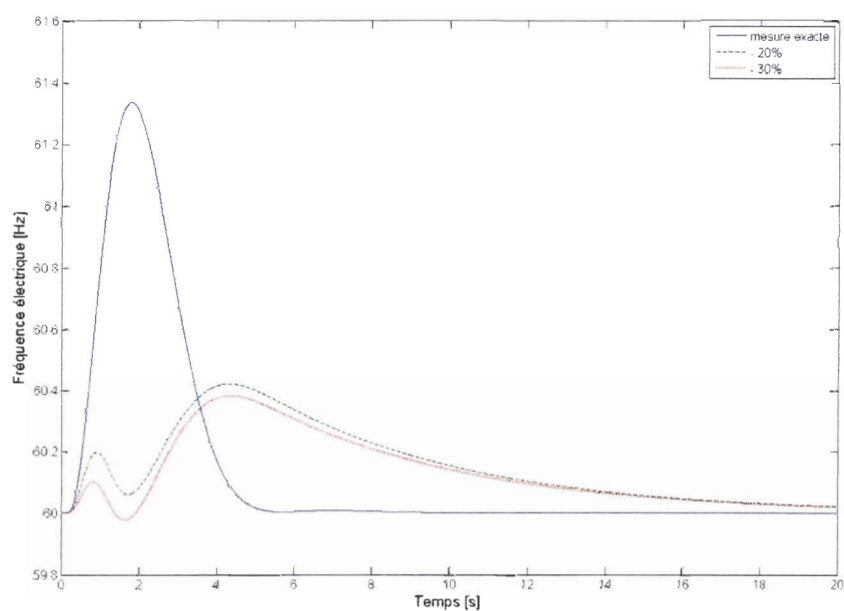


Figure 5.21 Variation de la fréquence électrique à une entrée échelon du vent (7 à 8 m/s). Mesures de vitesse de vent sous-estimées. Demande: 50 kW.

5.2.2.1 Influence d'un biais de mesure négatif

Tel qu'anticipé, le comportement du système avec un biais de mesure négatif est quelque peu différent de celui obtenu avec une mesure exacte. Effectivement, la figure 5.3 indique que, pour des vitesses variant entre 7 et 8 m/s, le régulateur agit encore sur la vitesse de la turbine. Lorsque le vent est sous-estimé, l'éolienne fonctionne dans sa première zone et tente d'ajuster la vitesse de manière à obtenir un coefficient de puissance maximal. En comparant les signaux engendrés par des mesures de vent sous-estimées à celui basé sur la valeur exacte, les déviations de la puissance active au réseau et de la fréquence électrique par rapport à leur valeur de consigne sont moindres (figure 5.19), mais celles de la consommation de combustible sont supérieures. L'écart se creuse davantage pour le biais de -30 % qui sollicite une consommation supérieure de 7 % par rapport au cas idéal (figure 5.21). Un système dont la mesure du vent est sous-estimée s'avère ainsi moins efficace, car il sollicite davantage la production du groupe diesel, et ce, pour les deux premières régions de fonctionnement de l'éolienne. Il est à noter également que le système avec un biais de mesure négatif réagit plus lentement (figure 5.21). En effet, avec un vent sous-estimé, le signal de la fréquence prend plus de 18 secondes pour atteindre sa valeur en régime permanent alors qu'il prend moins de 6 secondes avec la mesure exacte. Pour des vitesses de vent au dessus de 9 m/s, les biais de mesure testés n'ont plus d'influence la dynamique du système (figure 5.3).

Pour une demande fixe, le dépassement de la fréquence avec la mesure de vent exacte est supérieur à celui de la zone I (figure 5.17). Cette différence peut être due au régulateur de vitesse en zone I qui tend à réduire ce dépassement. La seconde série d'essais permettra de vérifier si cette tendance croît avec la vitesse du vent.

5.2.2.2 Influence du taux de pénétration instantané

Dans le but d'observer l'influence du taux de pénétration instantané sur la stabilité en fréquence et en puissance, trois entrées en échelons de vent seront testées avec une demande fixe. La puissance demandée sera augmentée à 70 kW afin de mettre en évidence une plage de vitesse plus large. En pratique, une telle demande ne devrait jamais survenir pour ce système puisqu'en

l'absence de vent, la génératrice du groupe diesel seule de peut fournir la puissance requise. Cet essai vise donc simplement à vérifier les limites de l'asservissement en tant que tel. Le tableau 5.3 présente les trois échelons de vent qui ont été utilisés ainsi que les puissances éoliennes correspondantes.

Tableau 5.3 Variation en échelon du vent et puissance éolienne correspondante (zone II)

Échelon de vitesse du vent [m/s]	Puissance fournie par l'éolienne [kW]	Contribution de l'éolienne à la demande [%]
8 à 9	29 à 37,2	53,1
9 à 10	37,2 à 44,9	64,1
10 à 11	44,9 à 31,8	74

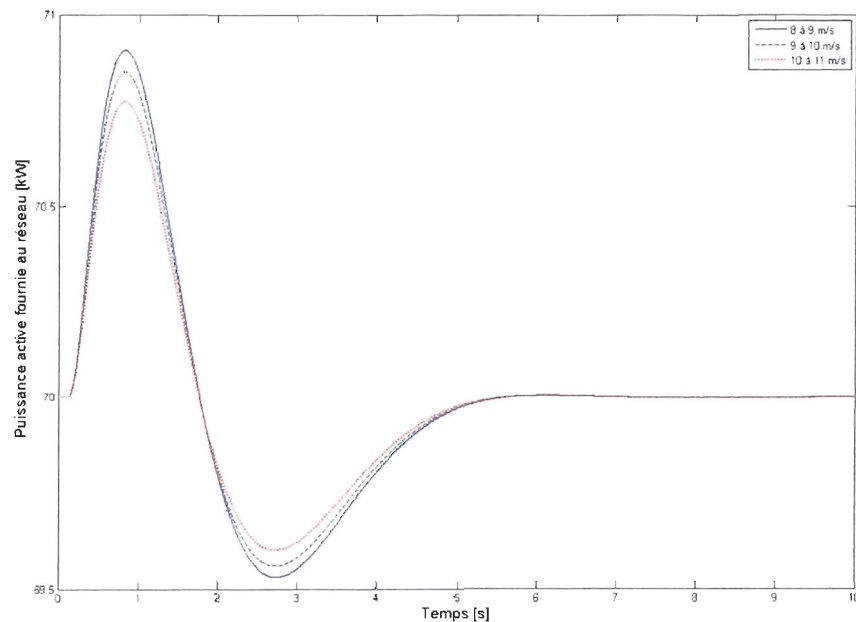


Figure 5.22 Variation de la puissance active fournie au réseau à différentes entrées échelons du vent. Mesure de la vitesse du vent sous-estimée. Puissance demandée : 70 kW.

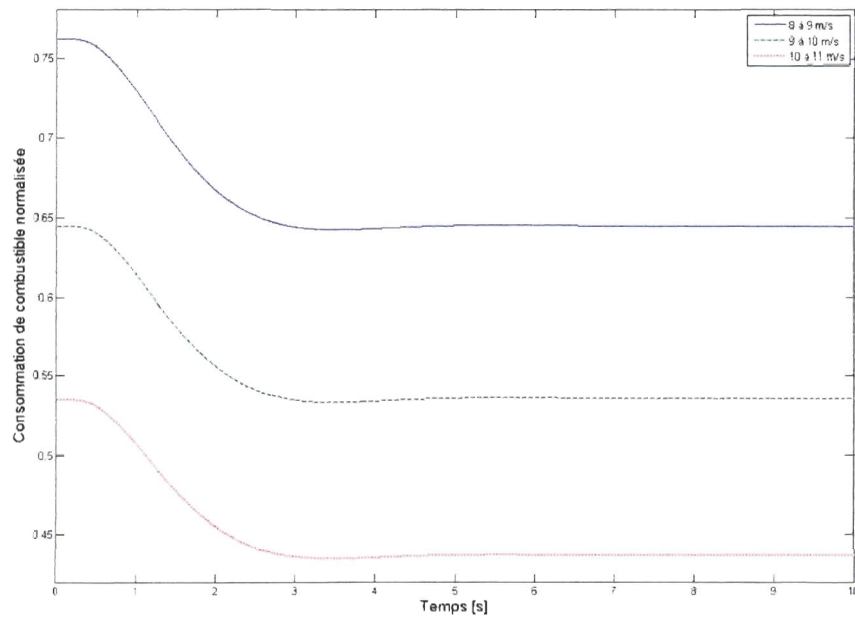


Figure 5.23 Variation de la consommation de combustible à différentes entrées en échelons du vent. Mesure de la vitesse du vent sous-estimée. Puissance demandée : 70 kW.

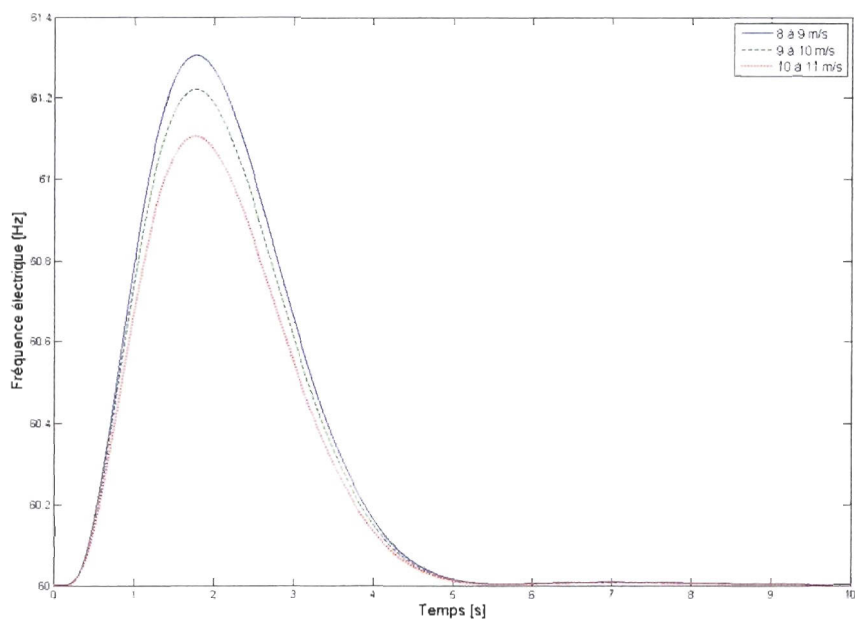


Figure 5.24 Variation de la fréquence électrique à différentes entrées échelons du vent. Mesure de la vitesse du vent sous-estimée. Puissance demandée : 70 kW.

La figure 5.23 et le tableau 5.3 mettent en relation le profil de consommation du groupe diesel et l'apport de l'éolienne à la demande totale du réseau. Ainsi, pour une demande de 70 kW et un vent de 11 m/s, l'éolienne fournit 74 % de la demande et le groupe diesel consomme 43 % de sa capacité maximale. Comparativement, un vent de 9 m/s permet à l'éolienne de fournir 53,1 % de la demande et le groupe diesel consomme 65 %. Dans la seconde zone de fonctionnement de l'éolienne, une augmentation du vent de 1 m/s entraîne une diminution de la consommation de 10 %.

En somme, la puissance active et la fréquence électrique subissent peu d'impact en réponse à des variations, parfois même importantes, de la puissance éolienne (figure 5.22 et 5.24). Leurs déviations par rapport à leur valeur de consigne tendent même à s'atténuer lorsque la puissance de l'éolienne augmente. Par exemple, la fréquence dévie de 2,17 % par rapport à son point de consigne lorsque le vent varie de 8 à 9 m/s et de 1,8 % lorsque le vent passe de 10 à 11 m/s (figure 5.24). Ainsi, le régulateur de vitesse du groupe diesel parvient à stabiliser la fréquence en gérant les écarts de la demande provoqués par la production de l'éolienne.

5.2.3 Éolienne fonctionnant dans la troisième zone ($v_N \leq v_{\text{exacte}} < v_{\text{max}}$)

Étant donné la configuration de ce système, l'éolienne devrait idéalement toujours fonctionner seule lorsqu'elle est en mesure de fournir sa puissance maximale. Malgré cette considération « statique », il demeure pertinent d'observer son comportement dynamique et son influence sur le groupe diesel. Pour permettre aux deux sous-systèmes d'opérer simultanément dans cette zone, la puissance demandée au réseau sera donc augmentée à 76 kW. Comme discuté à la section précédente, cette situation ne devrait pas se produire avec ce système étant donné l'incapacité de ce dernier à fournir une telle puissance en l'absence de vent. En pratique, une telle configuration serait envisageable par exemple dans un système comportant une éolienne et deux groupes diesels de 50 kW, dont un est éteint. Dans la situation simulée ici, un vent supérieur à 11,5 m/s permet à l'éolienne de répondre à la plus grande partie de la demande.

Tel qu'illustré précédemment aux figures 5.1 à 5.4, la présence d'un biais de mesure n'influence pas la troisième zone de fonctionnement. Ceci est logique puisque le régulateur de puissance n'utilise plus la mesure du vent. La présente analyse du comportement du système portera plutôt sur une particularité propre à cette zone de fonctionnement. En effet, les résultats intermédiaires du chapitre 4 (figure 4.20) ont révélé une certaine problématique au début de la troisième zone de fonctionnement. L'excès d'énergie cinétique dans le système de transmission, provoqué par l'intensité de la vitesse du vent, combiné à la dynamique du système d'asservissement, qui tente de limiter la puissance, engendre des déviations de la puissance électrique au-delà de sa valeur nominale. L'influence de cette région critique sur la production du réseau sera ici évaluée. Le système sera testé à partir de deux entrées échelons dans la troisième zone de fonctionnement une variant de 13 m/s à 14 m/s et une autre de 15 m/s à 16 m/s.

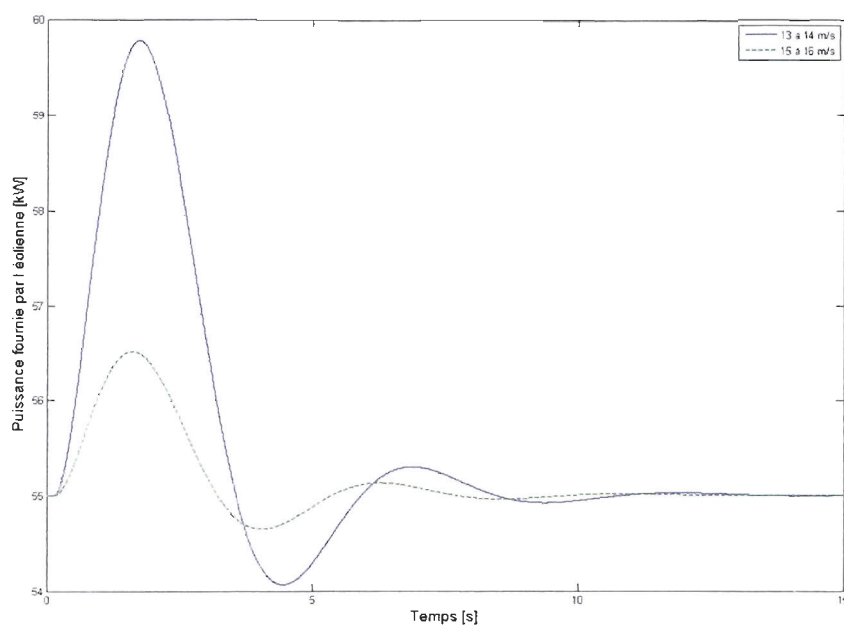


Figure 5.25 Variation de la puissance fournie par l'éolienne à deux entrées échelons du vent (13 à 14 m/s et 15 à 16 m/s). Demande : 76 kW.

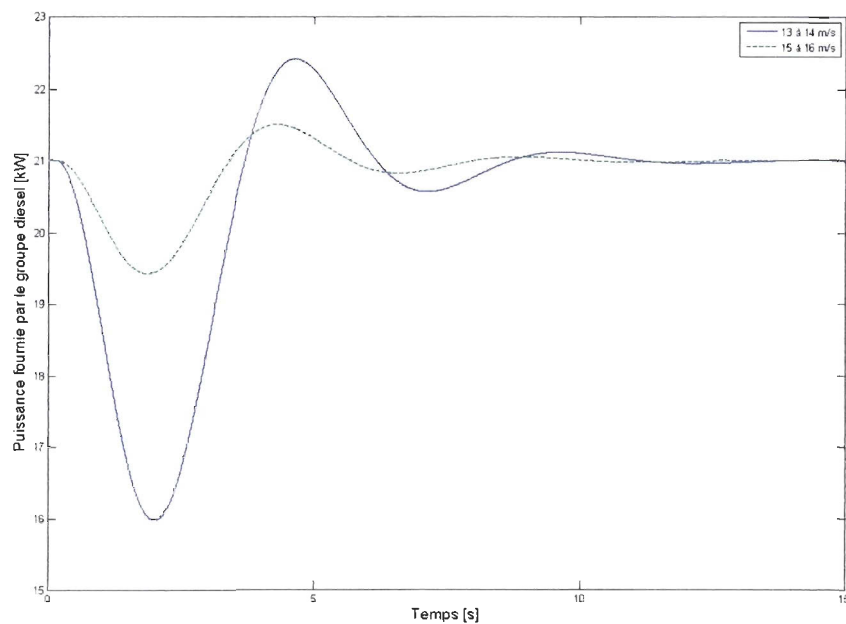


Figure 5.26 Variation de la puissance fournie par le groupe diesel à deux entrées échelons du vent (13 à 14 m/s et 15 à 16 m/s). Demande : 76 kW.

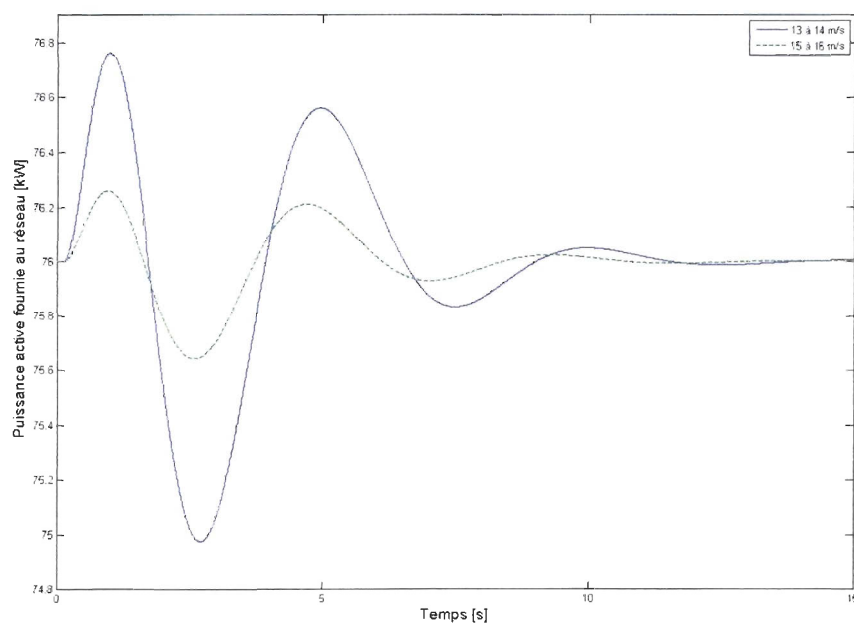


Figure 5.27 Variation de la puissance active fournie au réseau à deux entrées échelons du vent (13 à 14 m/s et 15 à 16 m/s). Demande : 76 kW.

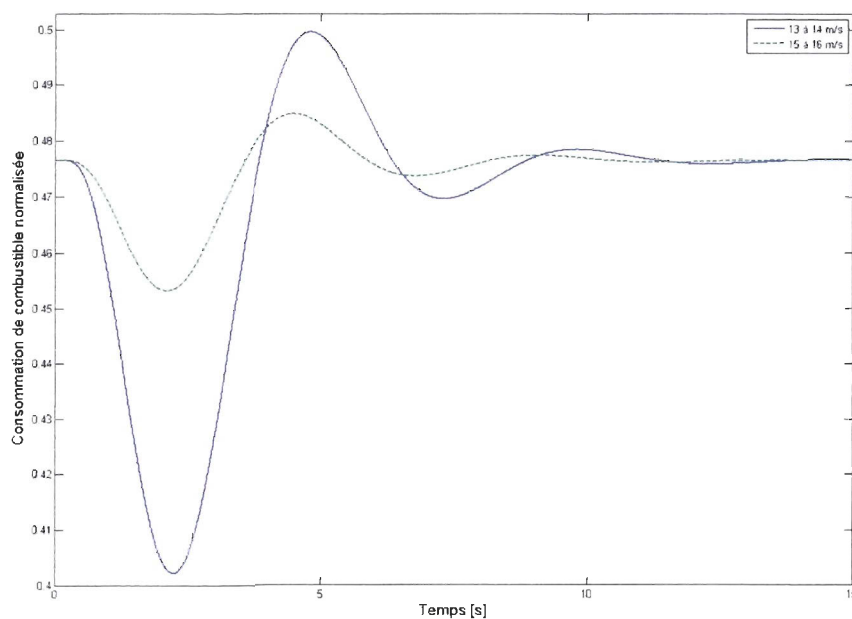


Figure 5.28 Variation de la consommation de combustible à deux entrées échelons du vent (13 à 14 m/s et 15 à 16 m/s). Demande : 76 kW.

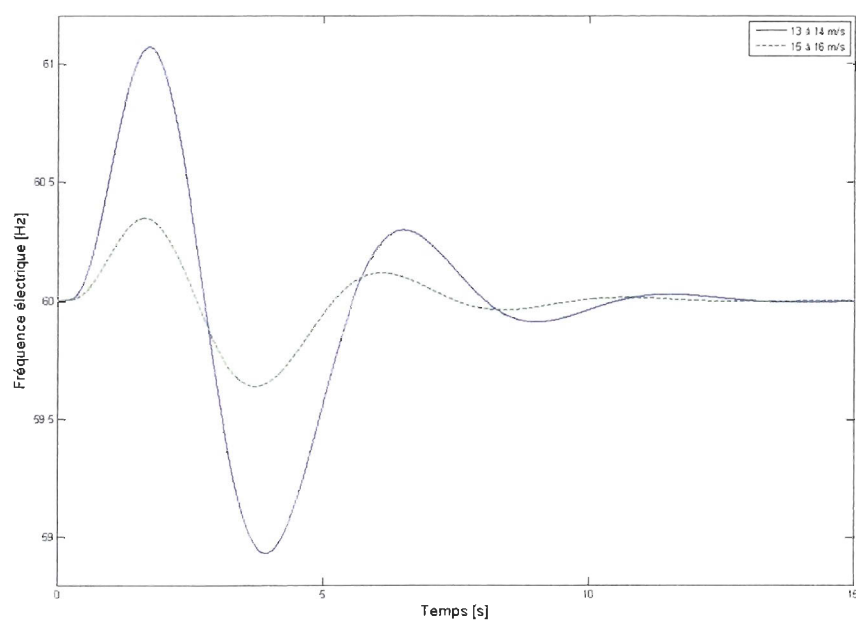


Figure 5.29 Variation de la fréquence électrique à deux entrées échelons du vent (13 à 14 m/s et 15 à 16 m/s). Demande : 76 kW.

5.2.3.1 Observation du comportement du système dans son ensemble

Dans l'ensemble, la dynamique du système dans la troisième zone de fonctionnement est plus oscillante que dans les deux premières. Toutefois, elle reste relativement rapide car tous les paramètres se stabilisent en moins de 15 secondes. Le tableau 5.4 présente les dépassements par rapport aux valeurs en régime permanent.

Tableau 5.4 Déviation du signal par rapport au point de consigne (zone III)

Vent	Pe [%]	Pd [%]	Pact [%]	mf [%]	Fe [%]
13 à 14 m/s	+ 8,69	-23,96	+1,00 - 1,35	-15,70	+1,78 - 1,78
15 à 16 m/s	+ 2,76	- 7,52	+ 0,35 - 0,47	-4,90	+ 0,58 - 0,58

La vitesse du vent influence la dynamique de la puissance de l'éolienne, du groupe diesel et du réseau (figures 5.25 à 5.27). Lorsqu'elle varie entre 13 et 14 m/s, elle est plus près de la région critique où les déviations de la puissance éolienne, par rapport à sa valeur en régime permanent, sont plus prononcées (figure 5.25) comparativement à une variation du vent entre 15 et 16 m/s. En effet, l'excès d'énergie cinétique au niveau de la transmission combinée à l'action du régulateur qui, afin de garder la puissance nominale, tend à diminuer la vitesse de rotation provoque de telles déviations. Celles-ci ont une incidence sur la production du groupe diesel qui voit sa charge et sa consommation de combustible chuter temporairement (figures 5.26 et 5.28). Le couplage étant modélisé à partir d'un bilan de puissance, les déviations de l'éolienne et du groupe diesel s'annulent en partie. Ainsi, la dynamique de la puissance active fournie au réseau varie moins intensivement que celle de l'éolienne ou du groupe diesel (figure 5.27).

La fréquence électrique subit la même tendance. Ainsi, au début de la troisième zone de fonctionnement de l'éolienne, la valeur absolue de l'écart de fréquence est comprise entre 0,6 % et 2 % (figure 5.29). Pour des vents supérieurs à 14 m/s, l'écart de fréquence est acceptable (inférieur à 0,6 %) indépendamment de la valeur de la tension.

En résumé pour cette section, le système a été testé à partir d'entrées de vent échelon, et ce, pour l'ensemble de la plage de vitesses de vent possible. Les simulations ont révélé que, en général, la qualité de la fréquence répondait aux standards imposés. Toutefois, certaines conditions de fonctionnement demandent une plus grande attention. Par exemple, une mesure de vent comportant une erreur relative de $\pm 30\%$ engendre des déviations de la fréquence plus prononcées. La transition entre la deuxième et la troisième zone de fonctionnement a également montré des fluctuations de la fréquence à la limite du seuil de stabilité. Dans ces deux cas, la tension doit être comprise entre 90% et 105% de sa valeur nominale. Il reste à voir si les tendances soulevées jusqu'à présent seront les mêmes pour des simulations de vents ayant une composante stochastique.

5.3 Performance du système en réponse à des vents stochastiques

Les performances du système seront ici mises à l'épreuve à partir d'un vent plus réaliste. Le modèle utilisé est celui proposé par Munteanu (Munteanu 2008). Il comprend une composante de vent moyenne et une composante stochastique. Le vent y varie moins brusquement qu'une entrée échelon, mais plus fréquemment. La présente section portera sur l'observation de l'influence de ces fluctuations répétitives sur la production en puissance et la stabilité en fréquence.

5.3.1 Éolienne fonctionnant dans la première zone ($v_{\min} \leq v_{\text{moy}} < v_{\Omega n}$)

Le système sera d'abord testé pendant 3 minutes afin d'obtenir une vue d'ensemble de toutes les plages de vitesses possibles dans la zone I. Ensuite, un détail de cette région sera choisi pour y observer l'influence des biais de mesure. Il a été montré précédemment qu'une erreur relative influençait le contrôle de vitesse de l'éolienne. Des entrées de vent stochastiques avec des biais de $\pm 20\%$ et $\pm 30\%$ seront testées sur une durée de 25 secondes. Les figures 5.30 à 5.36 illustrent le comportement du système pour des vitesses de vent fluctuant entre 4 et 6,7 m/s. La figure 5.30 montre une variation plus brusque autour de 60 secondes où le vent augmente de 1,5 m/s en 5 secondes. Cette zone est délimitée par les traits horizontaux sur la figure 5.30. La demande de puissance au réseau vaut 50 kW.

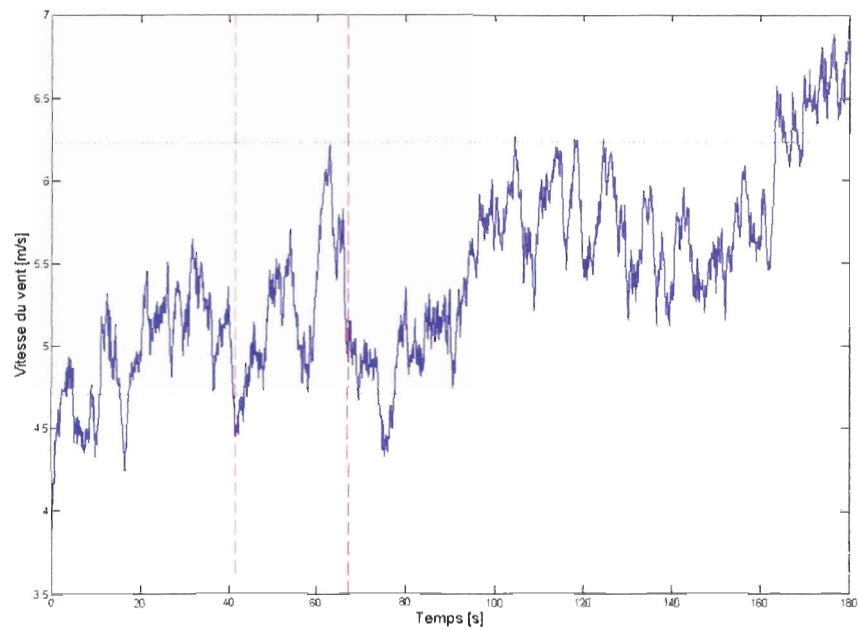


Figure 5.30 Variation stochastique de la vitesse du vent sur 180 secondes (zone I)

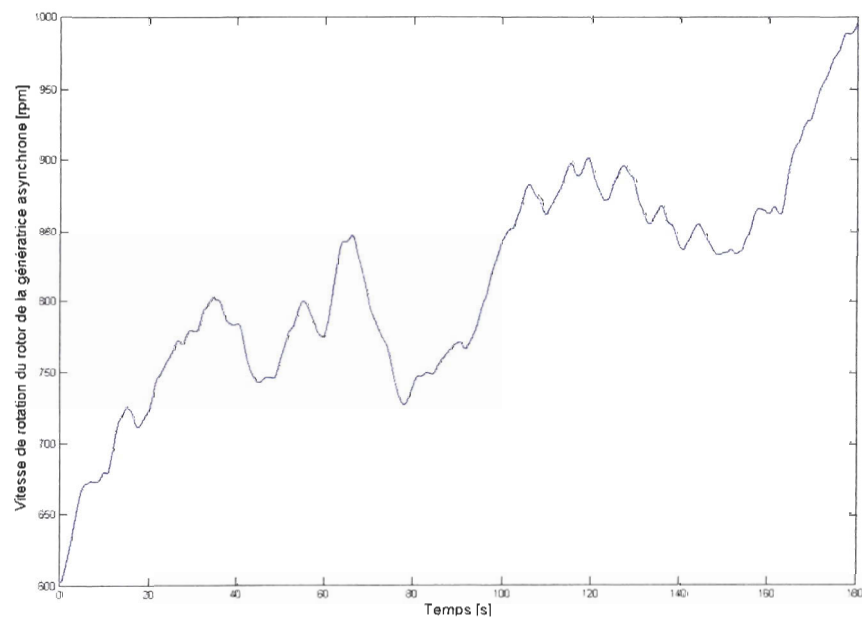


Figure 5.31 Vitesse de la génératrice asynchrone de l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 180 secondes. Demande : 50 kW.

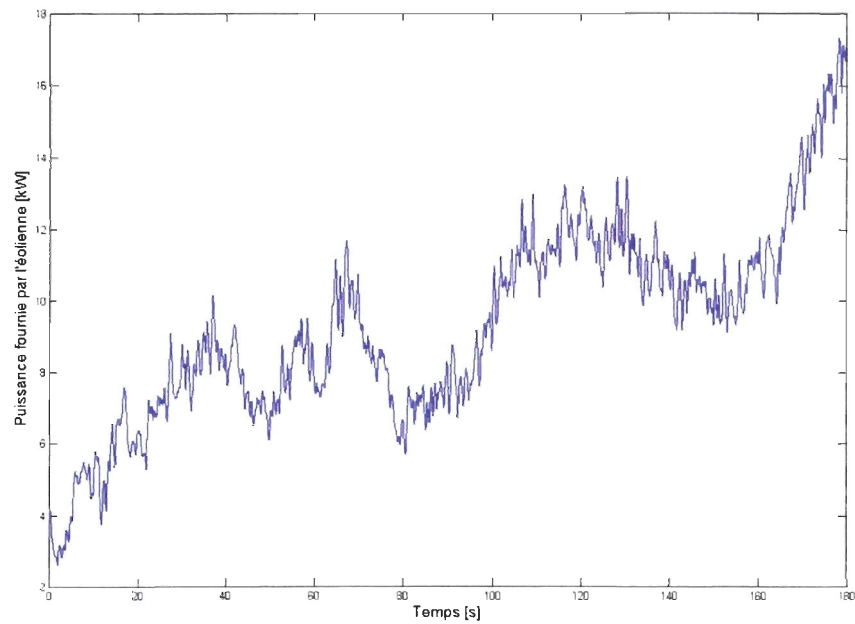


Figure 5.32 Puissance fournie par l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 180 secondes. Demande : 50 kW.

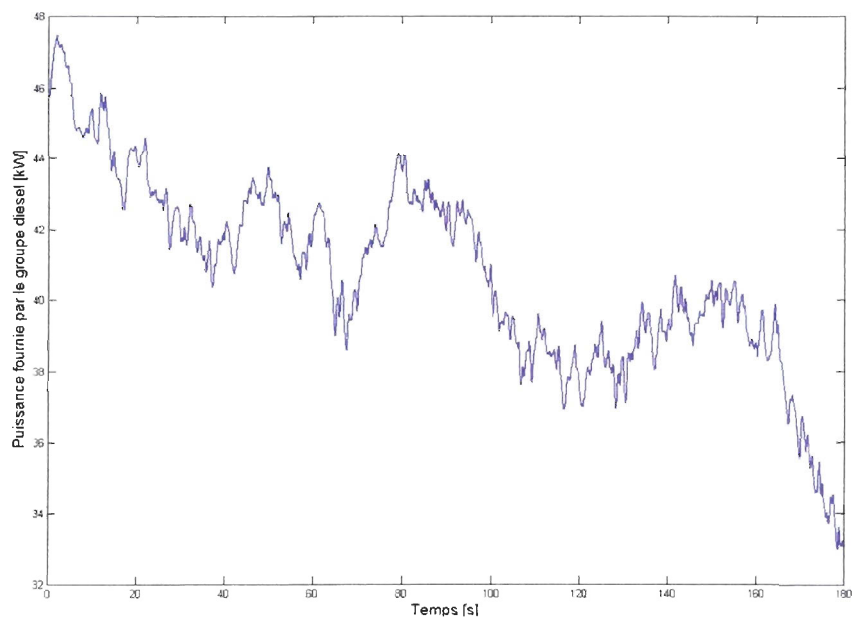


Figure 5.33 Puissance fournie par le groupe diesel en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 180 secondes. Demande : 50 kW.

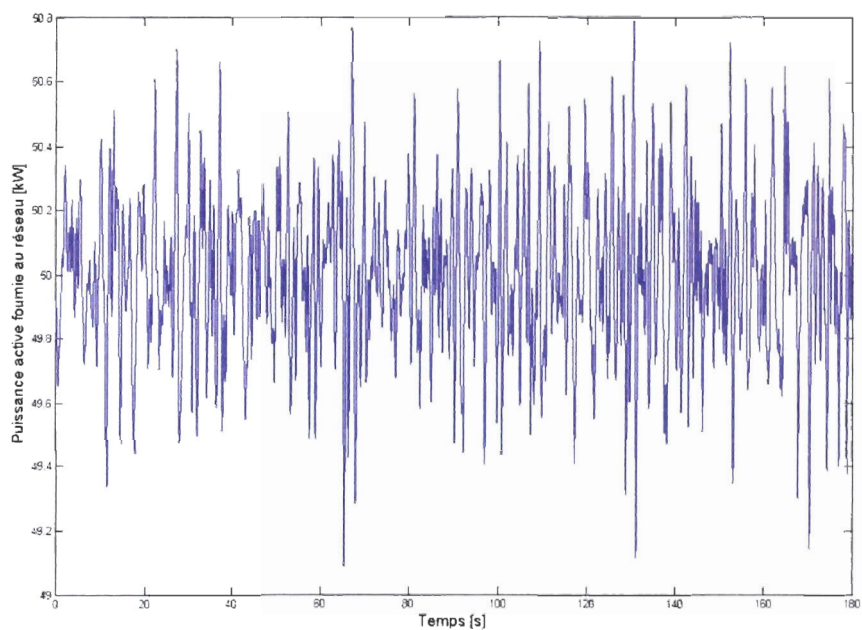


Figure 5.34 Puissance active du réseau en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 180 secondes. Demande : 50 kW.

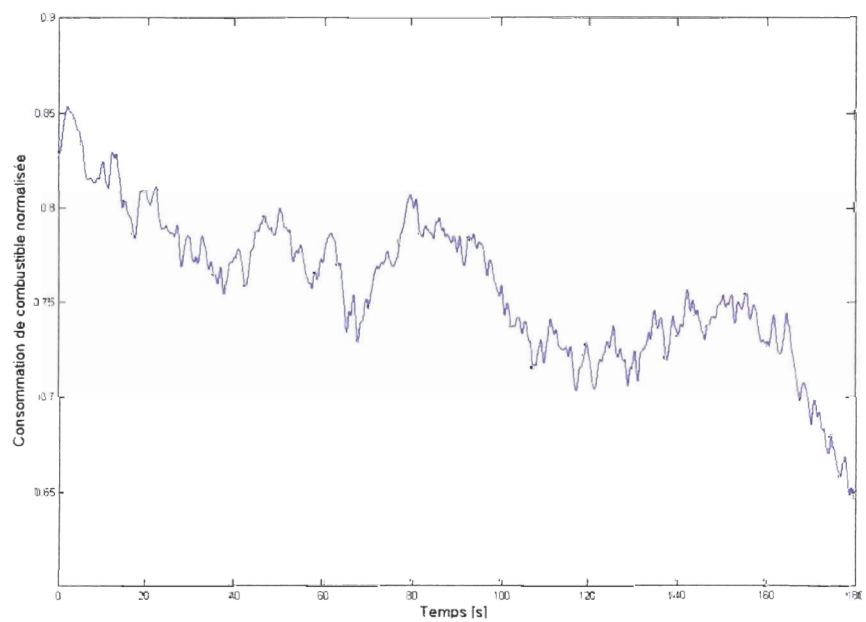


Figure 5.35 Consommation de combustible en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 180 secondes. Demande : 50 kW.

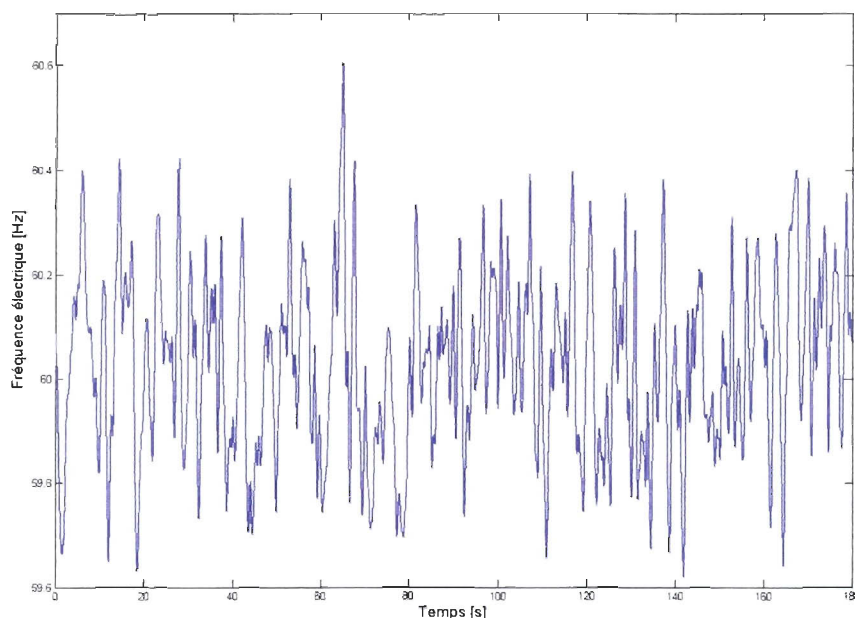


Figure 5.36 Vitesse de la génératrice asynchrone de l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 180 secondes. Demande : 50 kW.

5.3.1.1 Observation du comportement du système dans son ensemble sur 3 minutes

La mesure du vent étant filtrée au premier ordre, la consigne sur la vitesse est amortie. Ainsi, les fluctuations de la vitesse de rotation sont peu prononcées (figure 5.31). Les puissances fournies par l'éolienne et le groupe diesel se complètent et leurs valeurs concordent avec la demande (figure 5.32 et 5.33). Parallèlement, la puissance active du réseau comporte des fluctuations très denses, mais peu prononcées. Sa valeur est comprise entre 98,18 % et 101,58 % de la puissance demandée (figure 5.34).

Comme dans les essais précédents, la consommation de combustible dépend directement de la puissance demandée au groupe diesel. Ce dernier consomme 3,55 g/s de combustible pour fournir une puissance électrique de 50 kW (figure 3.16). Ceci représente 88,8 % de sa consommation maximale qui est de 4 g/s (100 %) (tableau 3.1). Au démarrage de l'éolienne, lorsque la vitesse du vent vaut 4 m/s, le groupe diesel consomme 3,4 g/s soit 85 % de sa capacité maximale (figure 5.35).

Par rapport au groupe diesel répondant seul à une demande de 50 kW, l'ajout de l'éolienne représente une économie de combustible de 4 % dès le démarrage. Comparativement, le groupe diesel utilise 2,6 g/s soit 65 % de sa consommation maximale de combustible à la fin de la zone I (pour des vitesses près de 7 m/s). Pour une demande de 50 kW, ceci équivaut à une économie de l'ordre de 25 %.

La fréquence électrique oscille autour de la valeur de consigne, soit 60 Hz (figure 5.36). Les fluctuations sont rapides, mais d'amplitude faible. En moyenne, elles restent dans les limites imposées, indépendamment de la tension (inférieure à 0,6 %). Pour l'écart de vitesse le plus marqué, à 60 secondes, la pointe dépasse la valeur nominale de 1 %. Cette valeur reste acceptable, tant que la tension se maintient à sa valeur normale de fonctionnement.

5.3.1.2 Influence d'un biais de mesure sur 25 secondes

Un échantillon de cette simulation permettra d'analyser efficacement l'influence d'un biais de mesure. L'extrait de séquence choisie doit couvrir une grande plage de vitesses et des variations prononcées. Le passage entre 41 et 66 secondes répond à ces critères. Cette région est définie par les traits verticaux sur la figure 5.30. La demande au réseau vaut toujours 50 kW. Les figures 5.37 à 5.48 montrent la progression de la vitesse du vent, la vitesse de rotation, la puissance, la consommation de combustible et la fréquence électrique en fonction du temps. Le trait continu est associé à la mesure exacte du vent.

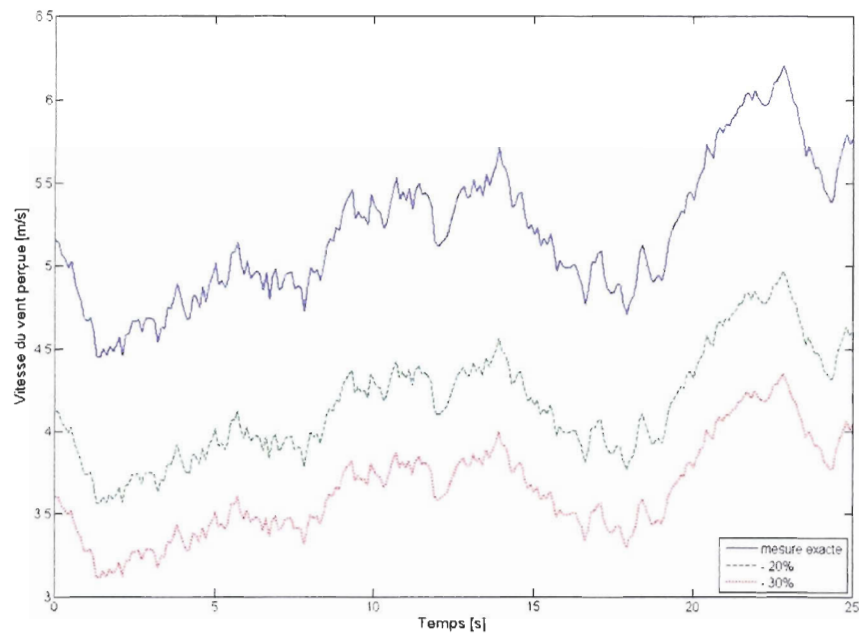


Figure 5.37 Variation stochastique de la vitesse du vent sur 25 secondes (zone I). Mesures de la vitesse du vent sous-estimées

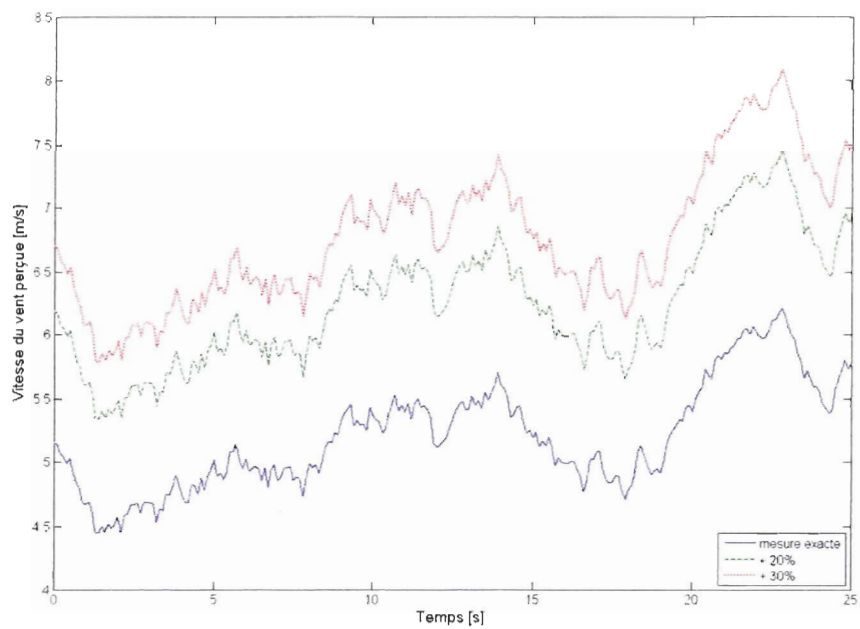


Figure 5.38 Variation stochastique de la vitesse du vent sur 25 secondes (zone I). Mesures de la vitesse du vent surestimées

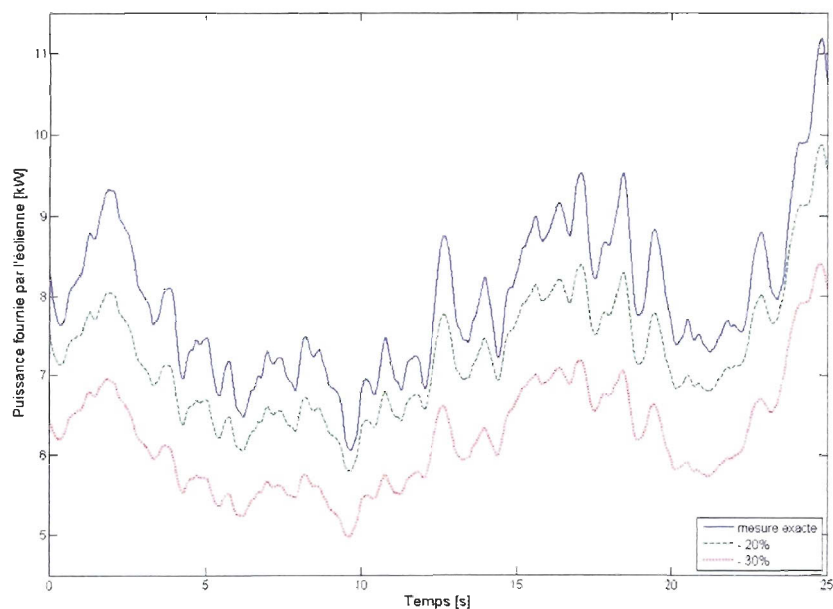


Figure 5.39 Variation de la puissance fournie par l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent sous-estimée.

Demande : 50 kW.

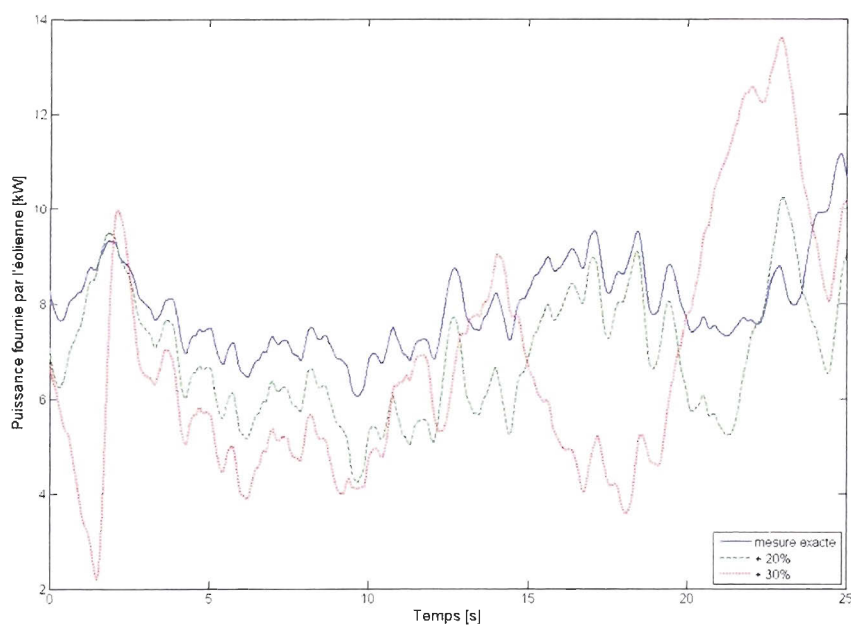


Figure 5.40 Variation de la puissance fournie par l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent surestimée. Demande : 50 kW.

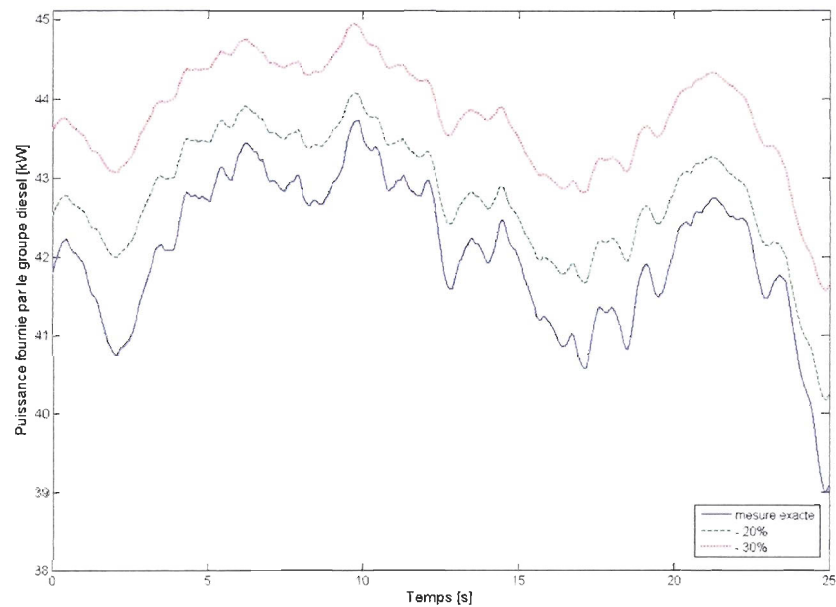


Figure 5.41 Variation de la puissance fournie par le groupe diesel en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent sous-estimée.

Demande : 50 kW.

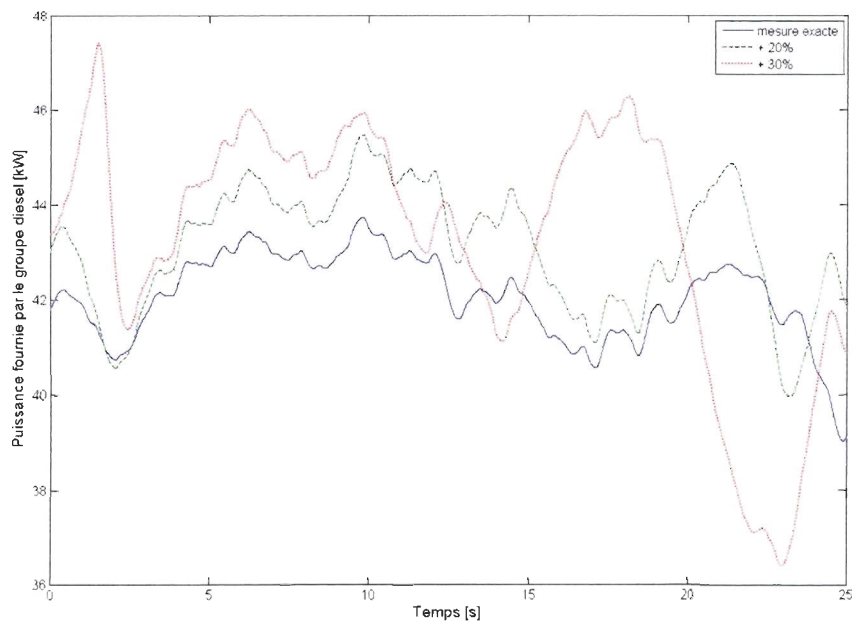


Figure 5.42 Variation de la puissance fournie par le groupe diesel en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent surestimée. Demande : 50 kW.

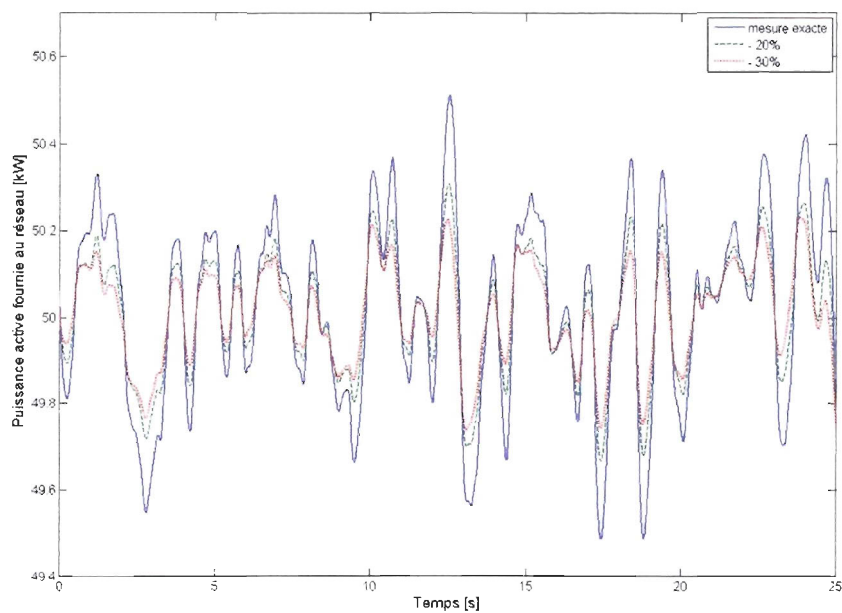


Figure 5.43 Variation de la puissance active fournie au réseau en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent sous-estimée.

Demande : 50 kW.

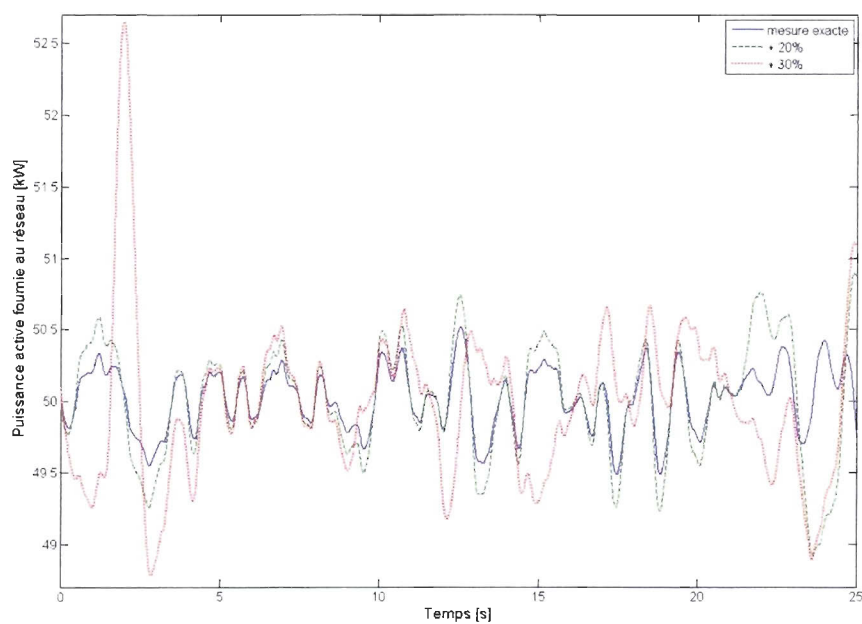


Figure 5.44 Variation de la puissance active fournie au réseau en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent surestimée. Demande : 50 kW.

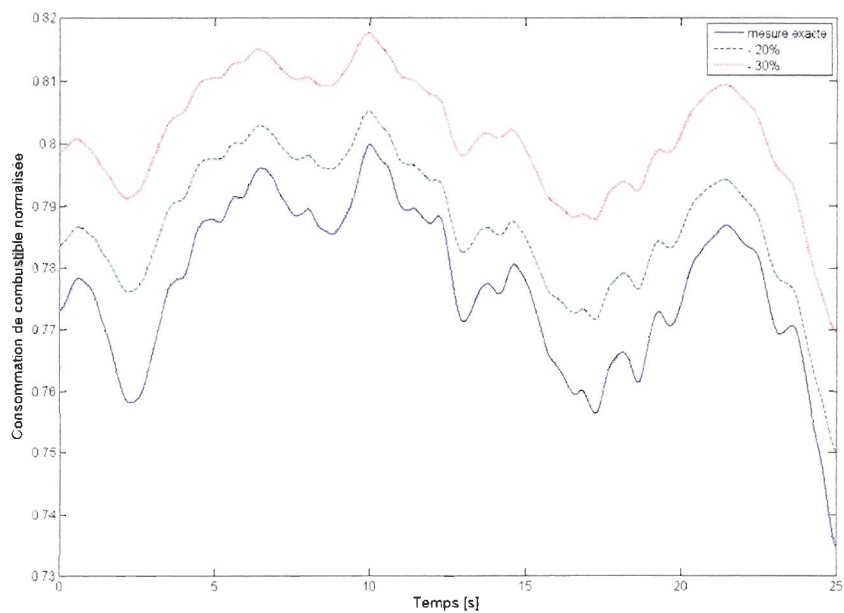


Figure 5.45 Variation de la consommation de combustible en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent sous-estimée.

Demande : 50 kW.

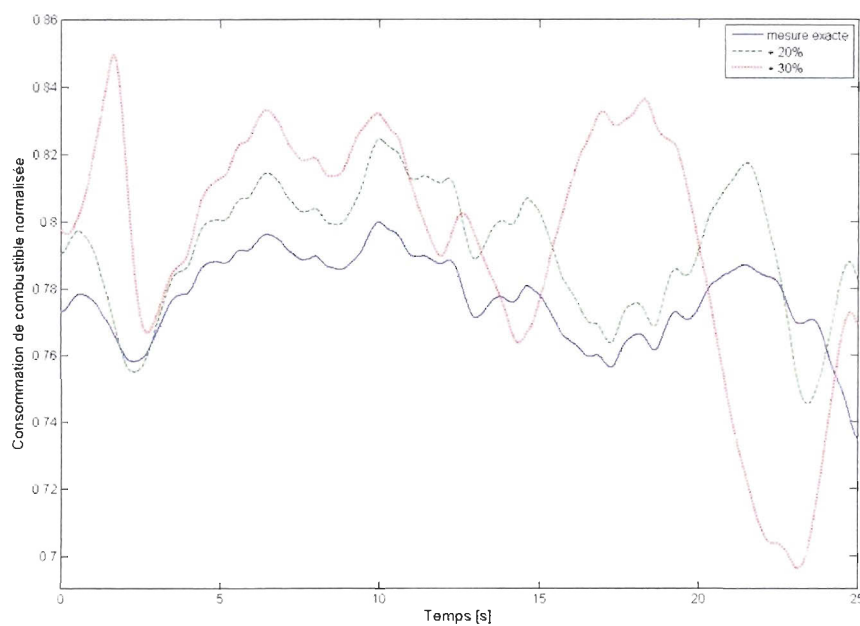


Figure 5.46 Variation de la consommation de combustible en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent surestimée. Demande : 50 kW.

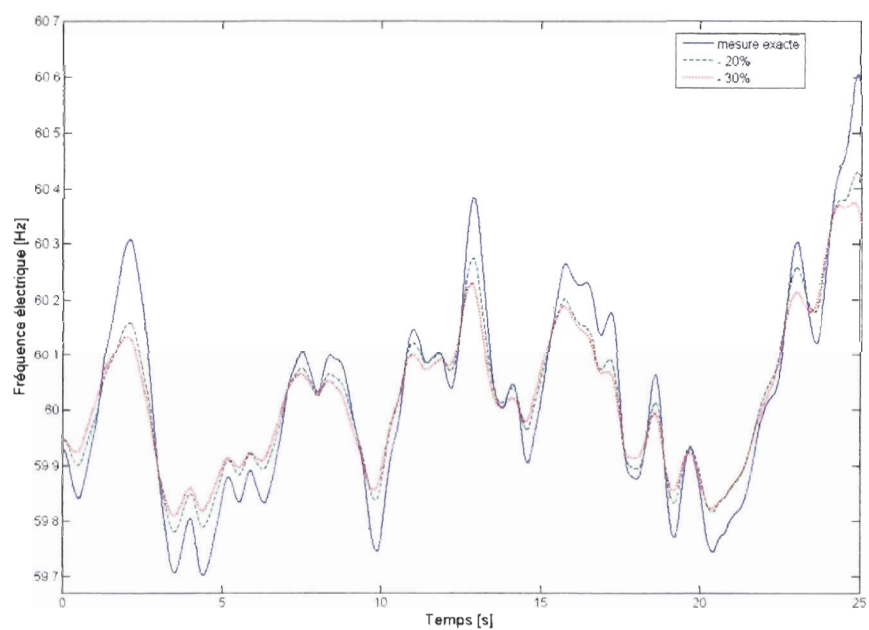


Figure 5.47 Variation de la fréquence électrique en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent sous-estimée Demande : 50 kW.

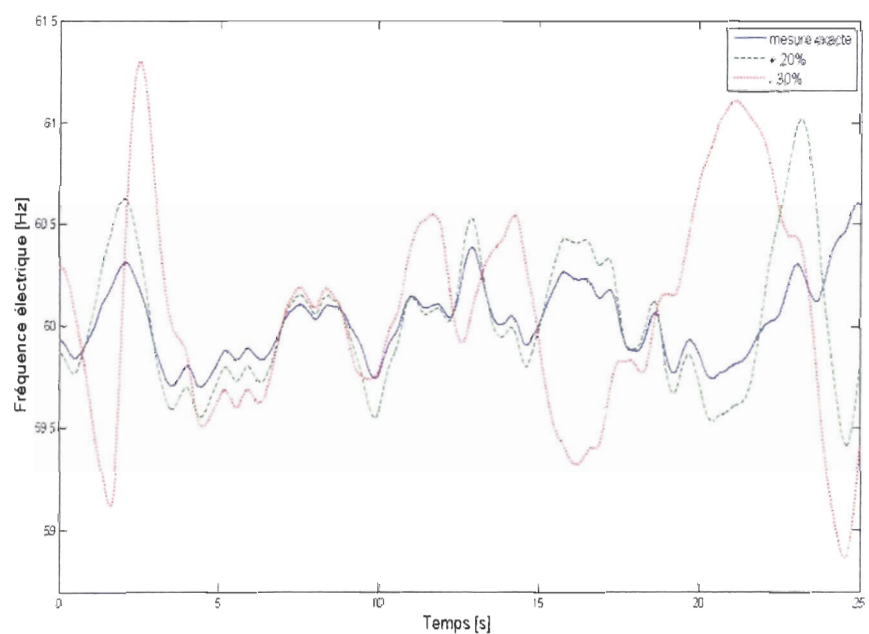


Figure 5.48 Variation de la fréquence électrique en présence d'un vent stochastique (zone I) sur 25 secondes. Mesures de la vitesse du vent surestimée Demande : 50 kW.

Les résultats précédents ont démontré comme tendance générale que la présence d'un biais de mesure, qu'il soit positif ou négatif, tend à faire diminuer la production de l'éolienne (figures 5.1 et 5.2). Cette réaction s'explique par le fait que la vitesse spécifique, dont la régulation dépend de la mesure du vent, n'est plus ajustée à sa valeur optimale. Comme dans la première partie de cette analyse, les simulations démontrent qu'une diminution de la production de l'éolienne (figure 5.39) entraîne une augmentation de la puissance fournie par le diesel (figure 5.41) et, par conséquent, une augmentation de combustible (figure 5.45). Les paragraphes mettent en lumière les particularités de biais de mesure négatifs et positifs.

Selon les résultats obtenus à partir d'une entrée de vent échelon, un biais de mesure négatif est moins efficace en ce qui concerne la production de puissance, mais il nuit moins à la qualité du signal. En effet, un vent sous-estimé tend à atténuer les fluctuations des signaux. Par exemple, le tableau 5.1 indique que l'écart entre les valeurs en régime permanent avec et sans biais de mesure est moins prononcé pour des biais de mesure négatifs. De plus, le tableau 5.2 montre que les amplitudes des déviations des signaux de la fréquence et de la puissance active fournie au réseau par rapport à la valeur de consigne sont moindres comparativement aux signaux générés à partir d'un biais de mesure positif. Ce phénomène est également visible avec une entrée de vent stochastique. La figure 5.37 montre qu'un biais de mesure négatif atténue l'amplitude des variations de vitesse de vent. Cette tendance se répercute sur la puissance fournie par l'éolienne (figure 5.39). Cet effet est également visible pour l'amplitude des fluctuations de la puissance fournie par le groupe diesel et la consommation de combustible (figures 5.41 et 5.45). Ainsi, l'amplitude des variations de la fréquence et de la puissance au réseau est également amortie (figures 5.43 et 5.47).

Comme dans le cas précédent, un biais positif sur la mesure du vent fait aussi diminuer la puissance fournie par l'éolienne (figure 5.40) et, par conséquent, augmenter la demande au diesel et la consommation de combustible (figures 5.42 et 5.46). Toutefois, cette erreur positive tend fortement à faire augmenter l'amplitude du signal dans certaines régions. Lorsque le vent est surestimé, l'éolienne atteint plus rapidement la deuxième zone de fonctionnement (figure 5.2). Par exemple, une mesure surestimée de 20 % a permis d'atteindre la zone II à 20 secondes (figure 5.38),

alors que la mesure surestimée à 30 % opère dans la zone II pour pratiquement toute la simulation. Ainsi, la vitesse spécifique n'est plus réglée à sa valeur optimale. Ceci engendre de fortes fluctuations de la puissance fournie par l'éolienne (figure 5.40) et, par conséquent au niveau de la puissance fournie au réseau (figure 5.44), de la consommation de combustible (figure 5.46) et de la fréquence (figure 5.48). Dans ces conditions, un vent surestimé de 30 % se trouve à la limite des critères de qualité imposés pour la fréquence (figure 5.48) avec des dépassements pouvant atteindre 2,1 %. À moyen terme, cette condition s'avère peu viable pour le système.

En somme, un vent sous-estimé réduit l'efficacité de la production du système, mais ne compromet pas la qualité du signal électrique puisque les fluctuations sont atténuées. Lorsque la vitesse du vent est sous-estimée, l'éolienne tend à rester dans la première zone de fonctionnement pour des valeurs de vent réelles plus grandes (figure 5.3). La génératrice asynchrone atteint donc sa vitesse de rotation nominale moins rapidement. Comparativement, le rotor de la génératrice asynchrone de l'éolienne atteint sa vitesse nominale pour des vitesses de vent réelles plus faibles lorsque le vent est surestimé. Il en résulte que le système passe plus rapidement à la seconde zone de fonctionnement. Les transitions répétées entre ces deux régions engendrent des déviations du signal dont l'amplitude dépasse les critères de qualité imposés.

5.3.2 Éolienne fonctionnant dans la seconde zone ($v_{\Omega n} \leq v_{\text{moy}} < v_N$)

Les résultats de la section 5.2.2 indiquent que l'écart sur la mesure du vent n'influence le comportement du système que pour des vitesses de vent inférieures à 9 m/s. Dans ce cas-ci, le système sera analysé dans son ensemble à partir de la mesure exacte du vent pour une simulation de 3 minutes. Les figures 5.50 à 5.57 présentent la réponse du système à une demande de 50 kW avec un vent moyen de 8 m/s. La vitesse du vent varie entre 7 m/s et 10 m/s. Puisque le diesel doit fournir un minimum de 30 % de sa puissance nominale, la puissance excédant la demande doit être transmise dans la charge de lissage (figure 5.54). La puissance minimale du groupe électrogène sera fixée ici à 16 kW.

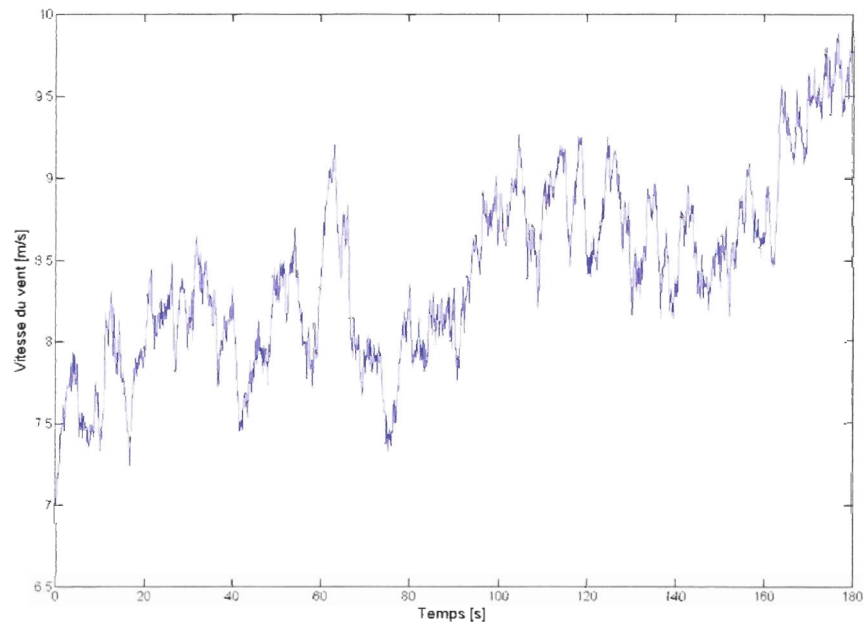


Figure 5.49 Variation stochastique de la vitesse du vent sur 180 secondes (zone II)

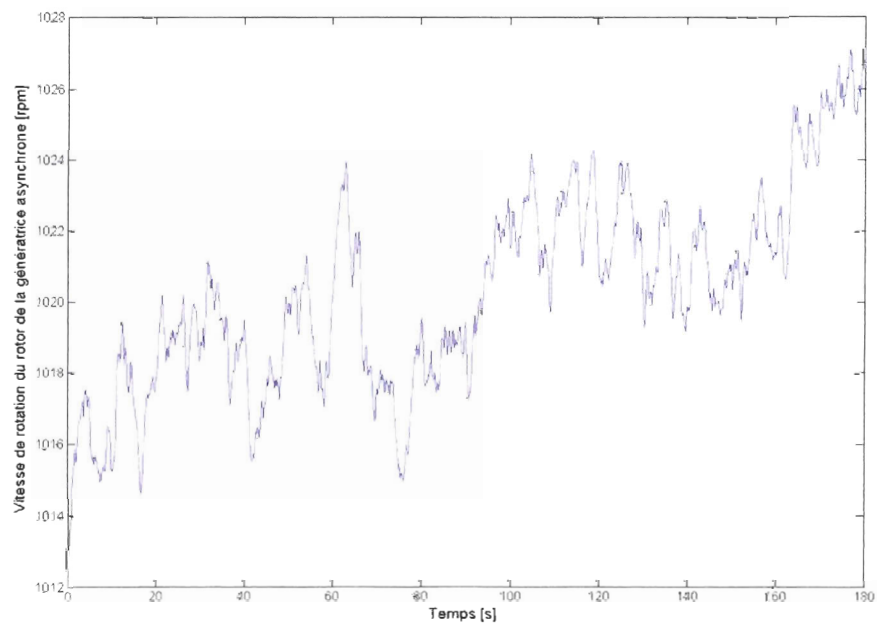


Figure 5.50 Vitesse de la génératrice asynchrone de l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone II) sur 180 secondes. Demande : 50 kW.

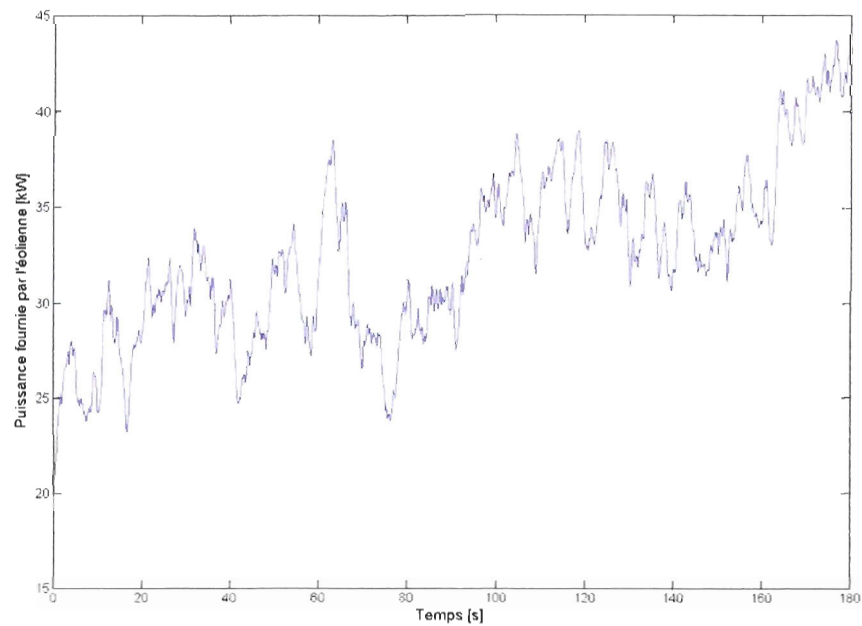


Figure 5.51 Puissance fournie par l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone II) sur 180 secondes. Demande : 50 kW.

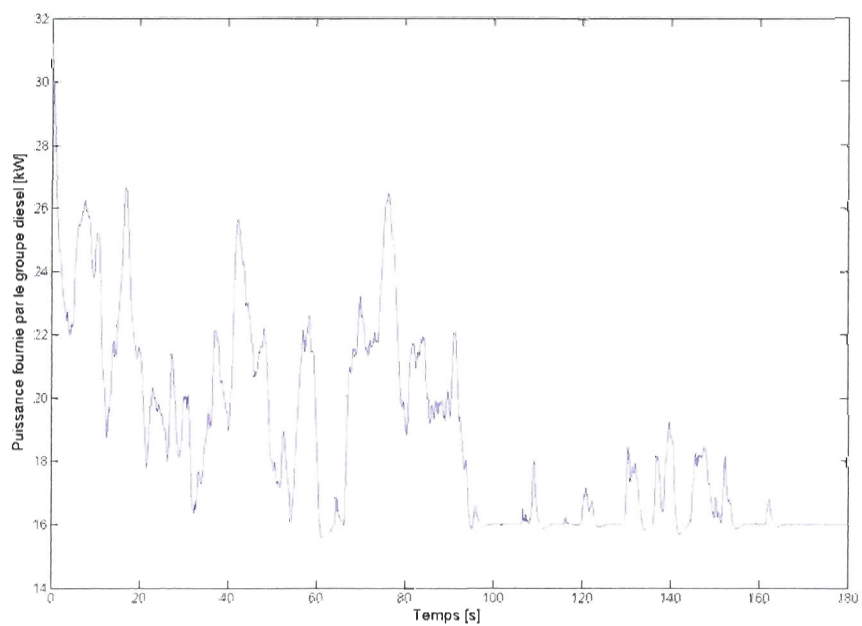


Figure 5.52 Puissance le groupe diesel en présence d'un vent stochastique (zone II) sur 180 secondes. Demande : 50 kW.

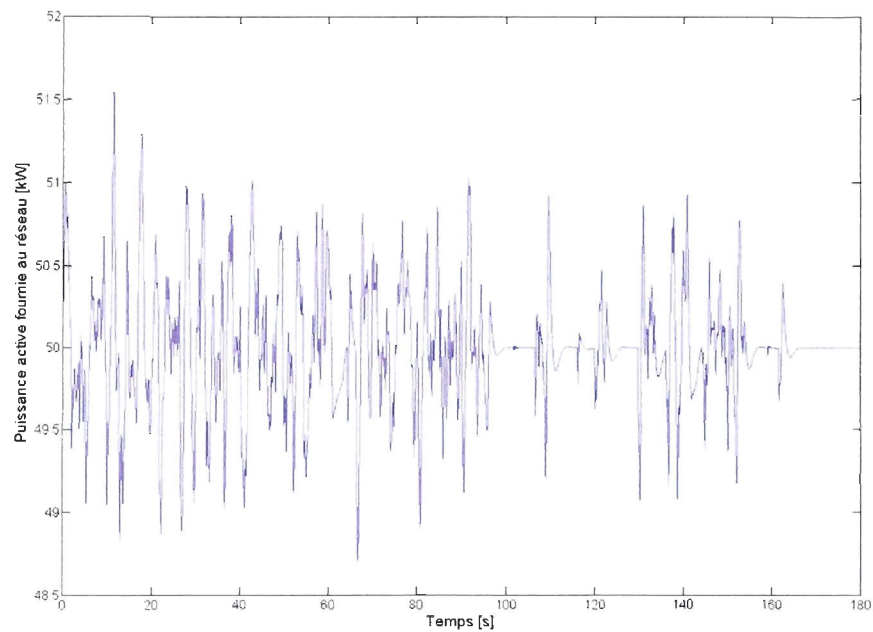


Figure 5.53 Puissance active fournie par au réseau en présence d'un vent stochastique (zone II) sur 180 secondes. Demande : 50 kW.

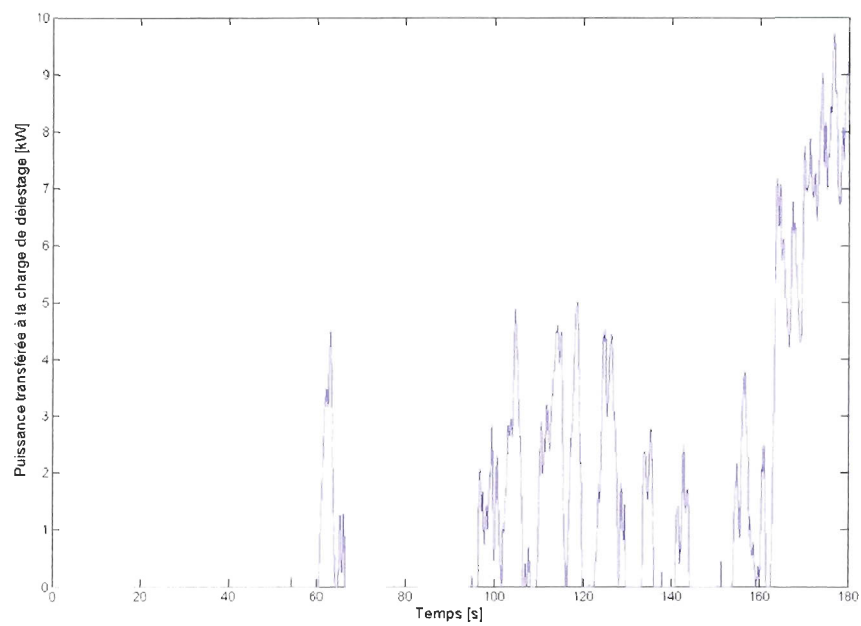


Figure 5.54 Puissance transférée à la charge de délestage en présence d'un vent stochastique (zone II) sur 180 secondes. Demande : 50 kW.

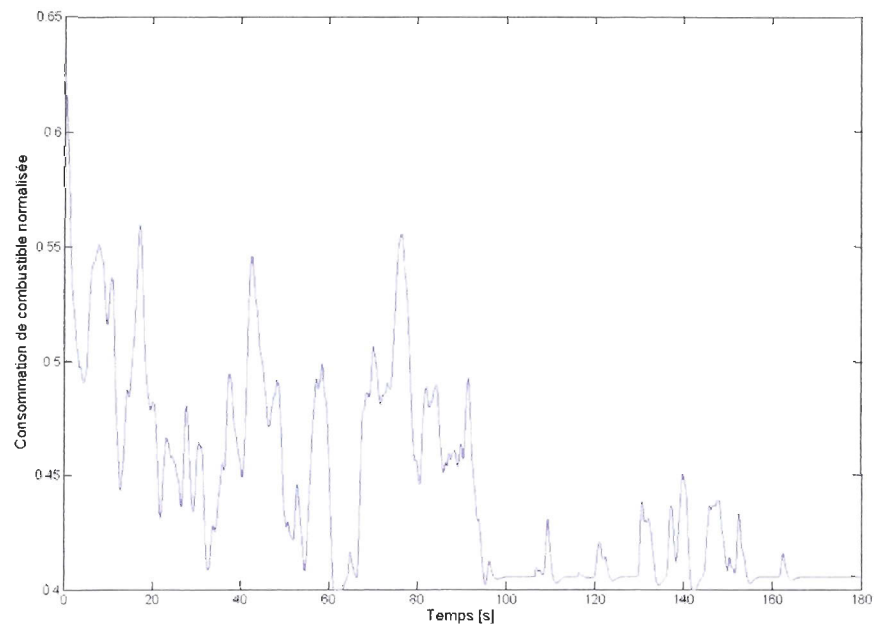


Figure 5.55 Consommation de combustible en présence d'un vent stochastique (zone II) sur 180 secondes. Demande : 50 kW.

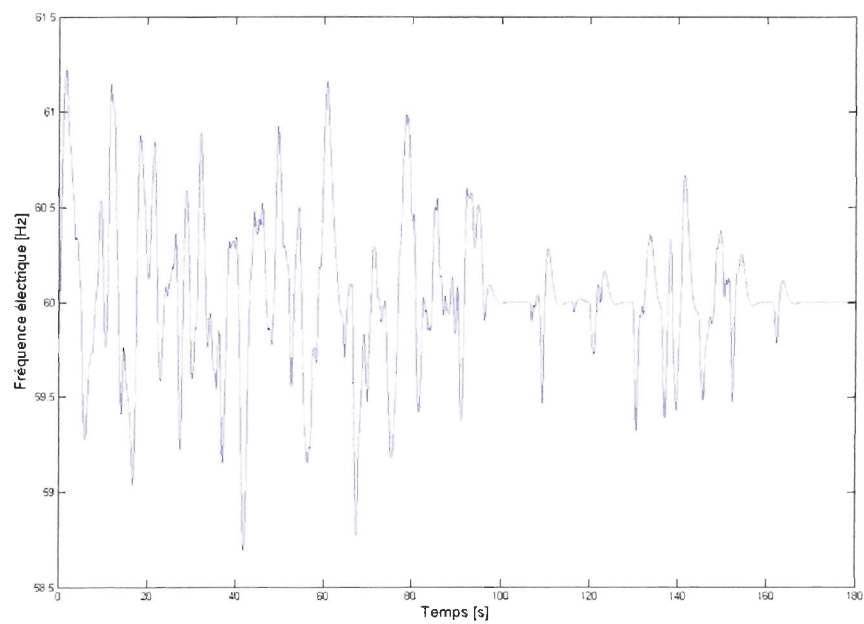


Figure 5.56 Fréquence électrique en présence d'un vent stochastique (zone II) sur 180 secondes. Demande : 50 kW.

5.3.2.1 Fluctuation de la vitesse de la génératrice asynchrone

Dans cette région de fonctionnement, la vitesse de la turbine éolienne varie plus brusquement que dans la première puisqu'elle n'est pas régulée (figures 5.31 et 5.50). Ceci est dû au fait que la mesure du vent est filtrée dans la première zone de fonctionnement. Il est possible d'anticiper qu'à moyen terme des variations plus brusques risquent de provoquer de l'usure mécanique. La puissance fournie par l'éolienne varie dans les mêmes proportions que la vitesse de rotation.

5.3.2.2 Saturation de la puissance

Il a été mentionné précédemment que le groupe diesel devait fournir au moins 30 % de sa puissance nominale. En dessous de cette valeur, le rendement obtenu devient très faible et il devient alors peu pertinent d'opérer dans cette région. De plus, la relation entre la consommation de combustible et la puissance fournie n'y est plus linéaire. Comme le modèle de cette région de fonctionnement du moteur est inconnu, le simulateur a été conçu de manière à limiter sa production au minimum à 30 % de la valeur nominale de la charge du diesel. Ainsi, le graphe de la puissance du groupe diesel, présenté à la figure 5.52, comporte une zone de saturation à 16 kW. Lorsque le groupe diesel atteint une puissance égale ou inférieure à ce seuil, la puissance est contrainte à 16 kW. Par conséquent, ceci influence les valeurs de la puissance active du réseau, la puissance dissipée dans la charge de lissage, la consommation de combustible et la fréquence électrique (figures 5.53 à 5.56). Cet effet est uniquement dû à l'outil de simulation et ne témoigne pas de la dynamique réelle du système. En réalité, le contrôle de supervision, qui gère les transitions entre les différents modes de fonctionnement du système hybride, régulerait la demande auprès du groupe diesel de manière à en assurer une charge minimale.

5.3.2.3 Fluctuation de la puissance et de la fréquence électriques

Comparativement aux puissances fournies par l'éolienne ou le groupe diesel (figures 5.51 et 5.52), la répétition des fluctuations de la puissance fournie au réseau est plus élevée (figure 5.53). L'amplitude de ces pics s'accroît également. Certains dépassent la valeur demandée de 3 %. Le modèle de la charge de délestage peut induire un bruit supplémentaire dans le signal de la puissance

du réseau. La fréquence électrique atteint au maximum $\pm 2\%$ de la valeur de consigne. Le signal est plus turbulent au cours des 80 premières secondes (figure 5.56). Dans cette région, un faible vent subit d'intenses variations (figure 5.49) particulièrement autour de 60 secondes.

Ces résultats mettent en lumière la pertinence d'un contrôle de puissance au niveau du réseau qui pourrait être inclus dans un modèle électrique détaillé. Ce type de modèle pourrait aussi comprendre un contrôle de la puissance éolienne plus raffiné qui diminuerait l'impact des perturbations du vent.

5.3.3 Éolienne fonctionnant dans la troisième zone ($v_N \leq v_{\text{moy}} < v_{\text{max}}$)

Comme pour la simulation proposée à la section 5.2.3, la valeur de la demande au réseau dépassera la puissance nominale des composantes prises individuellement. En produisant sa puissance maximale, l'éolienne contribue à 73 % de la demande totale qui est fixée à 75 kW.

La vitesse du vent varie entre 13,25 et 16,5 m/s sur 3 minutes (figure 5.57). Les résultats de la section 5.2.3 ont soulevé des déviations de la puissance fournie par l'éolienne au début de la troisième zone de fonctionnement. Celles-ci se répercutent sur la demande du groupe diesel, la fréquence et la puissance active du réseau. Ainsi, l'amplitude des oscillations devrait être plus importante lorsque la vitesse du vent se situe entre 11,5 et 14,5 m/s ce qui correspond, dans la présente simulation, au temps compris entre 0 et 45 secondes, puis entre 50 et 80 secondes.

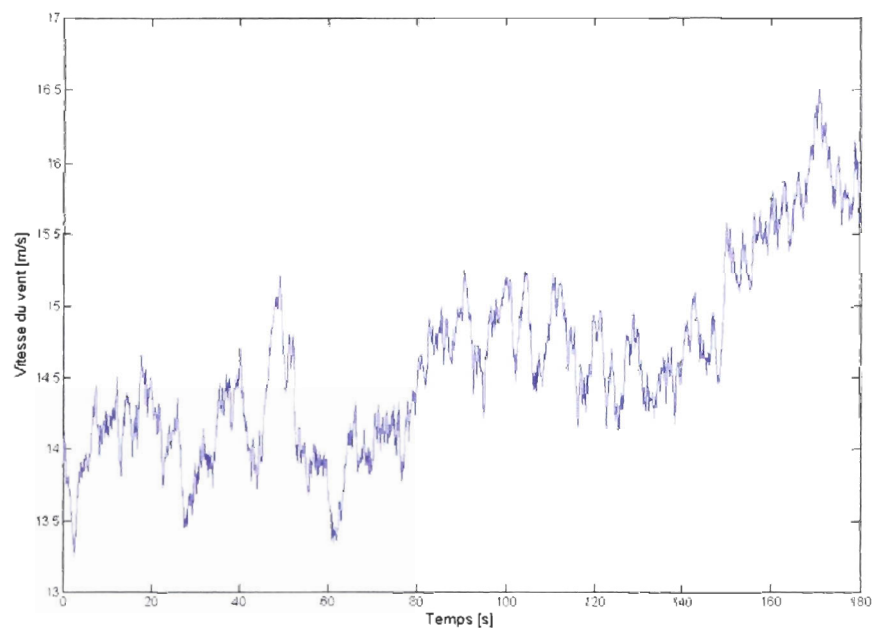


Figure 5.57 Variation stochastique de la vitesse du vent sur 180 secondes (zone III)

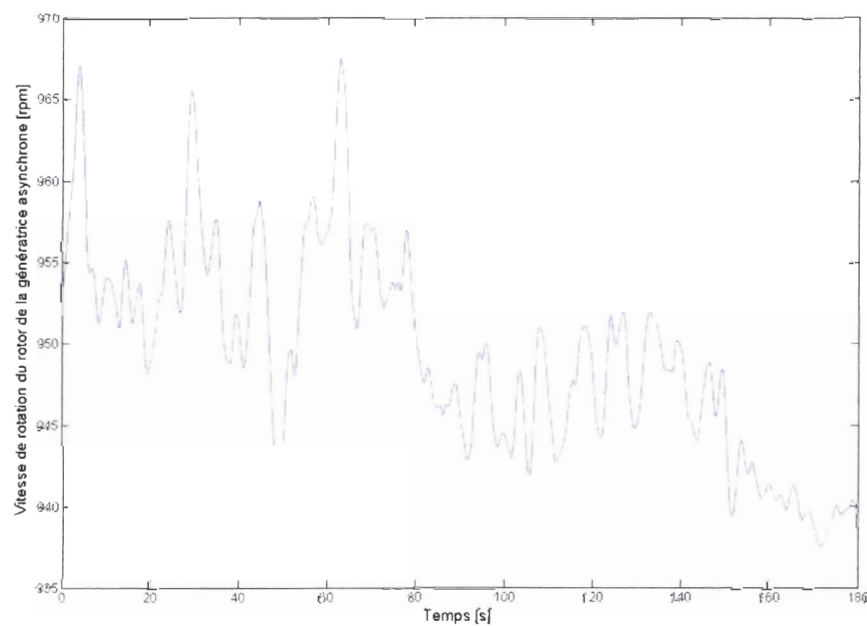


Figure 5.58 Vitesse de la génératrice asynchrone de l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone III) sur 180 secondes. Demande : 75 kW.

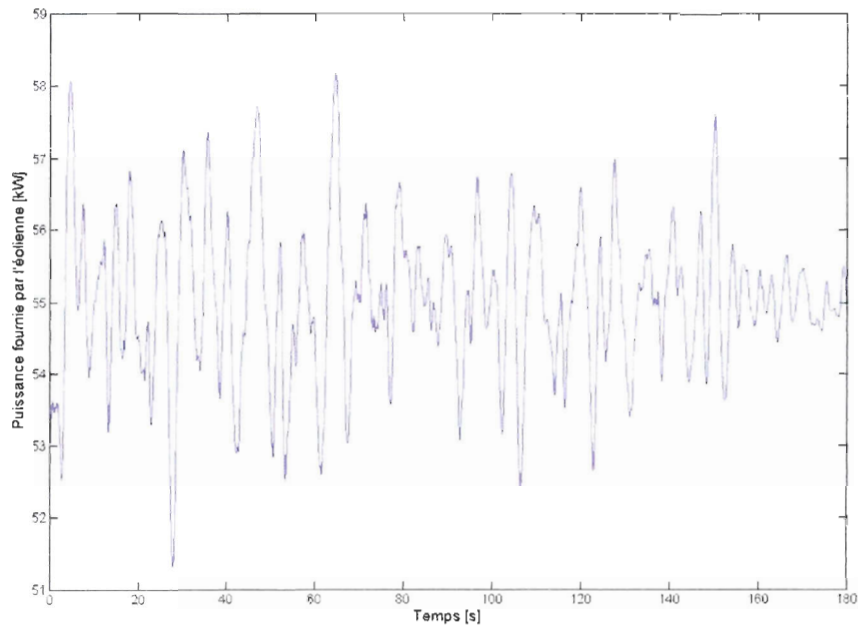


Figure 5.59 Puissance fournie par l'éolienne en présence d'un vent stochastique (zone III) sur 180 secondes. Demande : 75 kW.

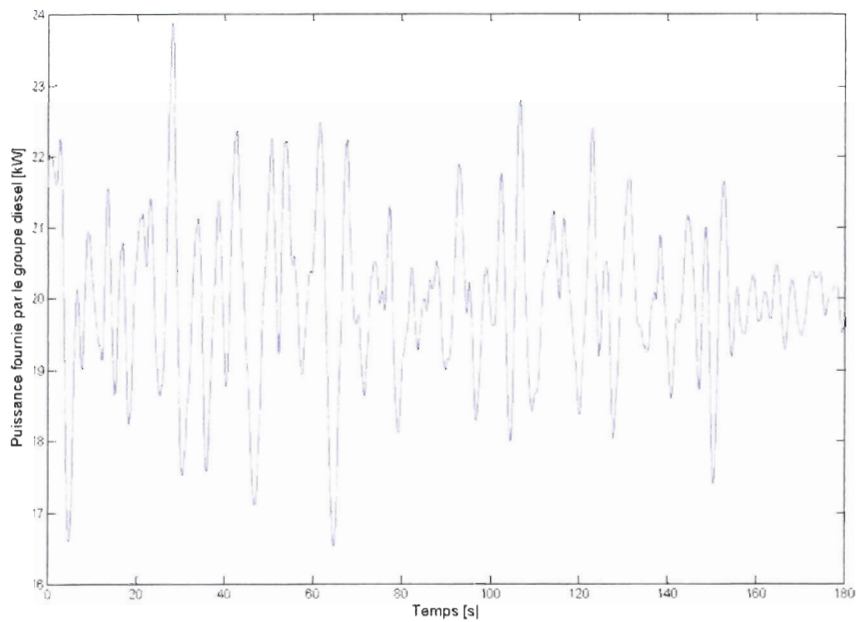


Figure 5.60 Puissance fournie par le groupe diesel en présence d'un vent stochastique (zone III) sur 180 secondes. Demande : 75 kW.

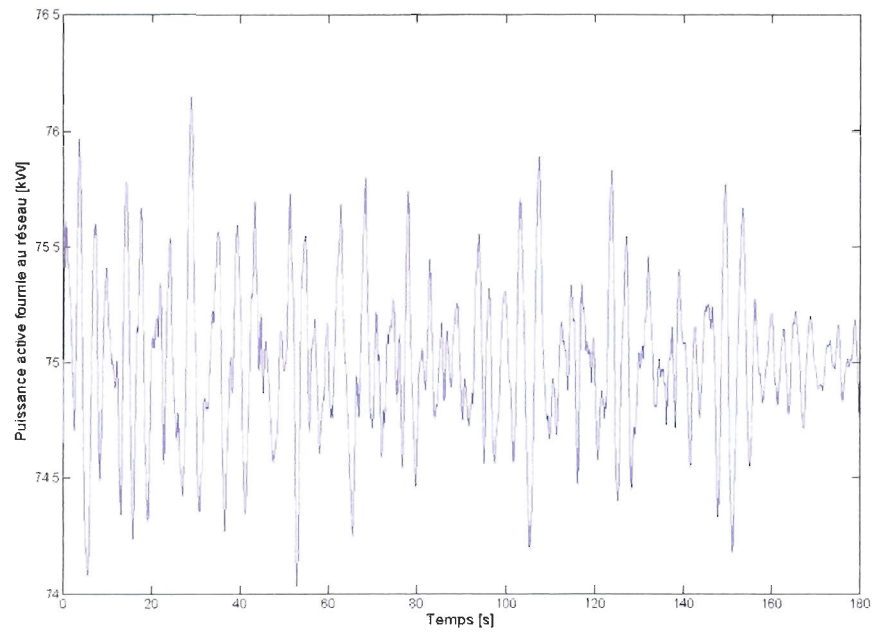


Figure 5.61 Puissance active fournie au réseau en présence d'un vent stochastique (zone III) sur 180 secondes. Demande : 75 kW.

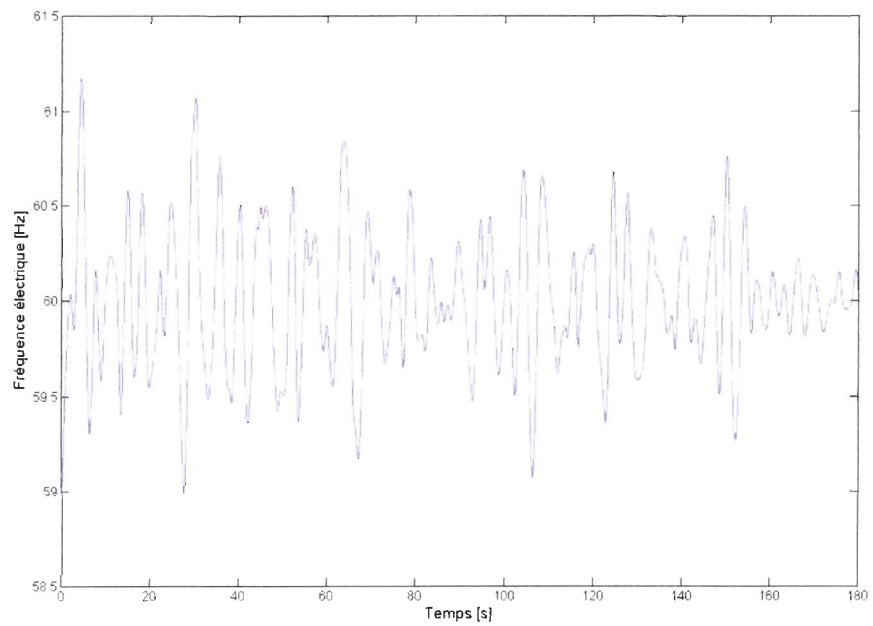


Figure 5.62 Fréquence électrique en présence d'un vent stochastique (zone III) sur 180 secondes. Demande : 75 kW.

5.3.3.1 Fluctuation de la vitesse de la génératrice asynchrone

La vitesse de la génératrice asynchrone (figure 5.58) réagit moins brusquement aux fluctuations du vent que dans la zone II (figure 5.50). Pour une vitesse de vent croissante, le contrôle de la puissance de la troisième région de fonctionnement tend à faire diminuer la vitesse de rotation de la turbine (figure 4.12). L'amplitude des oscillations est plus prononcée pour des vents inférieurs à 14 m/s. Ceci est notamment visible durant les 60 premières secondes de simulation illustrées à la figure 5.58. Cette région critique, qui correspond à la transition entre la seconde et la troisième zone de fonctionnement, est sujette à de forts dépassements. Tel qu'expliqué précédemment, ces effets sont dus au surplus d'énergie cinétique au niveau de la transmission combiné à l'action du régulateur de puissance qui tente de limiter la production de l'éolienne à sa valeur nominale. Puisque, dans le cas d'une entrée de vent stochastique, les transitions entre les zones peuvent parfois être répétitives, ces déviations sont d'autant plus marquées. Évidemment, cette dynamique influence également la puissance produite par l'éolienne (figure 5.59).

5.3.3.2 Fluctuations de la puissance et de la fréquence électriques

Le dépassement de la puissance fournie par l'éolienne peut aller jusqu'à 5,6 % de la valeur nominale notamment à 60 secondes lorsque la vitesse du vent chute de 13,9 à 13,3 m/s (figure 5.57). Cette puissance oscille autour de sa valeur nominale avec une fréquence plus élevée comparativement à la zone II (figure 5.59). En effet, la contrainte de 55 kW imposée à la puissance éolienne augmente la densité de son signal et, par conséquent, celui de la puissance fournie par le diesel (figure 5.60).

La puissance active du réseau oscille autour de la valeur demandée avec un dépassement pouvant atteindre jusqu'à 1,6 % (figure 5.61). L'amplitude et la densité des oscillations sont moindres comparativement à la puissance du réseau dans la zone II. Dans les régions les plus critiques, la fréquence électrique peut dépasser de 2 % la valeur de consigne (figure 5.62). Ces déviations sont brèves, mais répétitives. Elles deviennent moins prononcées lorsque la vitesse du vent est plus élevée.

5.4 Conclusion

En général, la fréquence électrique simulée reste dans les limites imposées, dans la mesure où la tension est comprise entre 90 % et 105 % de sa valeur nominale. Il est donc possible de maximiser la production de l'éolienne sans compromettre la qualité de la puissance fournie. Les résultats précédents ont mis en lumière les conditions d'opération favorables et celles qui nécessitent plus d'attention. Cette analyse se divise en deux volets. Les performances du système peuvent être évaluées en fonction de la zone de fonctionnement de l'éolienne ou du biais de mesure.

5.4.1 Influence des zones de fonctionnement de l'éolienne

Pour une mesure de vent exacte, le régulateur de vitesse de l'éolienne opère à la vitesse de consigne, celle qui correspond à la vitesse spécifique optimale. En réponse à des variations de vent échelon de 1 m/s, la fréquence et la puissance active du réseau se stabilisent rapidement avec des déviations par rapport à leur valeur de consigne respective de 0,53 % et 0,66 %. Ceux-ci deviennent plus considérables dans la seconde zone de fonctionnement.

En effet, les déviations de la fréquence y varient entre 1,83 % et 2,25 %. Ainsi, la fréquence et la puissance active du réseau varient peu dans cette région par rapport à l'importance des variations de puissance éolienne. Il est à noter qu'une variation en échelon de 1 m/s entraîne une puissance éolienne additionnelle allant jusqu'à 8 kW (tableau 5.3). Parallèlement, la vitesse de rotation de la génératrice asynchrone subit des variations plus intenses et à haute fréquence comparativement à la première zone de fonctionnement. Ces fluctuations sont d'autant plus marquées avec un vent stochastique. Il serait pertinent d'étudier le contrôle de la vitesse dans cette région en la restreignant à sa valeur nominale et en comparant l'efficacité du système et la qualité du signal.

La transition entre la seconde zone de fonctionnement et la troisième représente une région critique qui justifierait également le raffinement de la stratégie de contrôle. Lorsque le vent varie de façon continue (figures 5.1 et 5.2), aucune déviation ne se démarque. Toutefois, des variations en échelons ou un vent stochastique ont entraîné des déviations considérables. Des fluctuations à la limite des critères imposés trop répétitifs risquent de provoquer des problèmes sur le plan des équipements électriques ou mécaniques. Dans un modèle électrique détaillé, le contrôle vectoriel au niveau de la génératrice pourrait peut-être mieux gérer ces excès. Il serait également possible d'envisager de contourner cette région, par exemple, en limitant le mouvement du rotor à une vitesse inférieure à sa valeur nominale. Bien qu'une telle stratégie limiterait les dépassements, elle impliquerait une diminution importante de l'apport en puissance de l'éolienne. Il est également possible d'envisager que l'interface d'électronique de puissance raccordant l'éolienne au réseau puisse atténuer les perturbations au niveau de la puissance. Quoi qu'il en soit, les régions plus sensibles aux perturbations le sont davantage lorsque la mesure du vent devient moins fiable.

5.4.2 Influence d'un biais de mesure

Un des volets de la présente analyse consistait à estimer dans quelles proportions un biais de mesure du vent influence la qualité de la puissance fournie ainsi que l'efficacité du système hybride, évaluée en termes de taux de pénétration et de consommation d'énergie. Pour un biais de mesure inférieur à $\pm 10\%$, la variation de production est estimée négligeable. Au-delà de cette limite, le système commence à perdre de son efficacité. Une erreur relative sur la mesure du vent tend effectivement à réduire la puissance produite par l'éolienne. La différence est surtout marquée dans la première zone de fonctionnement où la vitesse spécifique n'atteint pas sa valeur optimale. Avec un biais de mesure supérieur à $\pm 10\%$ l'éolienne fonctionne plus significativement en dessous de ses capacités. Il en résulte une augmentation de la demande au groupe diesel et, par conséquent, une augmentation de la consommation de combustible. Pour des biais de mesures compris entre -30% et $+30\%$, l'excès du débit massique de combustible, dans la première zone de fonctionnement, reste inférieur à 4% alors que dans la seconde zone, il peut atteindre jusqu'à 7% .

Par rapport à la qualité de la puissance fournie, un vent sous-estimé implique des déviations moindres que celles simulées à partir de la mesure exacte. Comparativement, les dépassements sont amplifiés lorsque le vent est surestimé. Un biais de +30 % devient problématique, car il entraîne une fréquence électrique qui dépasse les normes. En fait, la vitesse de la turbine atteint plus rapidement sa vitesse nominale si la mesure du vent est surestimée (figure 5.4).

CONCLUSION

Résumé des étapes de développement du projet

Parmi les différents types de simulations présentés au chapitre 2, il a été conclu que le modèle mécanique détaillé combiné au modèle électrique en régime permanent correspondait le mieux aux objectifs visés. En effet, ce niveau de modélisation permet d'évaluer l'influence des perturbations mécaniques sur la production électrique. La dynamique des composantes électriques n'étant pas explicitée, un bilan de puissance est jugé suffisant pour exprimer l'interdépendance entre la génération de puissance de l'éolienne et celle du groupe diesel.

Le système choisi comporte une éolienne de 55 kW de puissance nominale et un groupe électrogène de 50 kW. La fréquence est fixée à 60 Hz. Le diesel est directement branché au réseau alors que l'éolienne y est reliée par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance. Une charge de délestage permet de dissiper l'excès d'énergie.

L'éolienne se compose d'un sous-système aérodynamique, mécanique et électrique. L'aérodynamisme est basé sur la théorie du disque alors que le modèle mécanique de la transmission comprend un modèle à deux masses en rotation jointes par un multiplicateur de vitesse. La partie électrique est modélisée par le calcul en régime permanent de la caractéristique du couple électromagnétique de la génératrice asynchrone en fonction de la vitesse de rotation. Le stator de la génératrice asynchrone est relié au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance.

Le groupe diesel comporte un sous-système d'alimentation et de combustion, d'entraînement mécanique et de production électrique. La courbe de puissance, fournie par la fiche technique du moteur diesel choisi, a permis de déduire les interrelations entre le taux de combustible, le rendement, la vitesse d'entraînement, la puissance mécanique et le couple moteur. Un modèle dynamique à deux masses représente la transmission. Le couple résistant de la génératrice synchrone est modélisé à partir de son équation en régime permanent. Lorsque le groupe diesel et l'éolienne fonctionnent conjointement, la fréquence électrique varie proportionnellement à la vitesse du rotor de la génératrice synchrone. Le chapitre 3 présente en détail les modèles utilisés pour chacune des composantes.

Ce système hybride peut opérer selon trois modes de fonctionnement. Si le vent est insuffisant ou trop turbulent, l'éolienne ne peut être mise en marche et le diesel doit fonctionner seul. Lorsque les conditions de vent permettent à l'éolienne de démarrer, celle-ci opère conjointement avec le groupe diesel. Si l'éolienne peut répondre entièrement à la demande, le groupe diesel est éteint. La présente étude se consacrait au second mode de fonctionnement. Elle visait à observer l'influence de l'interaction entre l'éolienne et le groupe diesel sur la production en puissance et en fréquence.

Afin de pouvoir fonctionner dans ces trois modes, chaque composante du système hybride doit être régulée indépendamment du couplage. Le groupe électrogène comprend deux boucles d'asservissement : une pour la tension et l'autre pour la vitesse. Cette dernière permet de fixer la fréquence électrique. Puisque le modèle électrique n'est pas détaillé dans le cadre de cette étude, le régulateur de tension n'a pas été explicitement abordé. Par conséquent, les modèles ont été développés à partir de l'hypothèse que la tension était maintenue à 230 V (ligne-ligne). Parallèlement, la régulation de l'éolienne devient plus complexe. Elle se divise en trois régions selon le vent. Si ce dernier est faible, la vitesse de rotation de l'arbre de l'éolienne est régulée de manière à la faire fonctionner sur la caractéristique de régime optimal. Dès que l'éolienne atteint sa vitesse nominale, le régulateur de vitesse cesse son activité. Un régulateur de puissance limite la

production de l'éolienne à partir du moment où celle-ci atteint sa puissance nominale. Cette stratégie de contrôle est développée en pseudocascade.

Le système a été testé à partir d'un vent idéal et d'un autre plus réaliste. Le premier correspondait à une variation échelon de 1 m/s et le second à un signal constitué d'un vent moyen et d'une composante stochastique. Le comportement du système dans les différentes zones de fonctionnement de l'éolienne a été observé. Pour les deux premières zones de fonctionnement, l'influence d'un biais de mesure sur le vent a été évaluée. Une erreur relative sur la mesure du vent tend à augmenter la contribution du groupe diesel (diminution de l'efficacité), mais l'écart devient réellement significatif lorsque le biais de mesure atteint 20 %. Une erreur relative de 10 % est estimée négligeable alors qu'un écart de 30 % dépasse les critères de qualité.

Retour sur les objectifs et la problématique

Pour le système hybride présenté, où l'éolienne et le groupe diesel fonctionnent conjointement, l'objectif général de ce projet consistait à contrôler la production de l'éolienne tout en maintenant une fréquence et une puissance active stable. L'accomplissement de cet objectif général dépendait des objectifs particuliers tels que :

- le développement d'un simulateur de système hybride basé sur un bilan de puissance dont la dynamique des éléments mécaniques est détaillée et le modèle des composantes électriques est en régime permanent;
- le dimensionnement des régulateurs de chacun des sous-systèmes;
- l'examen du comportement du système selon différentes zones de fonctionnement de l'éolienne;
- l'analyse de la stabilité de la fréquence et de la puissance active;
- l'observation de l'efficacité du système en termes taux de pénétration et de consommation de combustible.

Le premier objectif a été atteint au chapitre 3, où le détail des modèles développés y est présenté, alors que le second sous-objectif fait l'objet du chapitre 4. Le chapitre 5 qui porte sur l'ensemble des résultats répond aux trois derniers objectifs.

Le principal enjeu relatif à la réalisation de ces objectifs consiste à optimiser l'efficacité du système hybride sans compromettre la qualité de l'énergie. Cette efficacité se quantifie par un taux de pénétration élevé et une faible consommation de combustible. Seules les valeurs instantanées étaient considérées ici puisque les simulations présentées ne duraient, au maximum, que quelques minutes. Une simulation à long terme permettrait d'évaluer l'efficacité du système hybride sur une saison ou une année. Toutefois, le présent objectif portait davantage sur la qualité du signal électrique, en matière de puissance active et de fréquence.

Lorsque l'éolienne et le groupe diesel fonctionnent conjointement, le groupe diesel fixe la valeur de la fréquence par l'intermédiaire du régulateur de vitesse. Dans cette configuration, seules les fluctuations du couple résistant de la génératrice synchrone influencent la fréquence du groupe diesel. Selon le principe du bilan de puissance, le groupe diesel perçoit les variations de production de l'éolienne comme une variation de la demande. Pour une demande fixe, plus la puissance fournie par l'éolienne reste stable, moindres sont les perturbations au niveau de la génératrice synchrone du groupe diesel. L'objet de la présente analyse consiste à évaluer dans quelles mesures les variabilités du vent influencent la réponse du système aux critères d'évaluations.

Critère d'évaluation

Les performances d'une centrale électrique sont évaluées en matière de qualité de puissance produite, de respect des standards imposés, de fiabilité et de coût de production. Pour une simulation à court terme, la qualité de la puissance et le respect des standards imposés s'avèrent des critères significatifs, alors que la fiabilité du système et le coût de production le sont davantage pour des simulations à long terme. Parallèlement, l'efficacité du système hybride en termes de taux de

pénétration et d'économie de combustible représente un autre élément d'évaluation de l'atteinte des objectifs de cette étude.

Qualité de la puissance

La qualité de la puissance se définit par la stabilité de la fréquence et de la tension. Dans toutes les simulations présentées ici, la fréquence atteint sa valeur de consigne. Pour un vent stochastique, elle oscille autour de cette valeur. Puisque les équations électriques ne sont qu'en régime permanent, la tension est estimée constante. Dans ce cas-ci, seule la fréquence fournie par le groupe diesel est évaluée.

En effet, lorsque l'éolienne fonctionne conjointement avec le groupe diesel, la fréquence électrique est directement proportionnelle à la vitesse de la génératrice synchrone du groupe diesel. La qualité de la fréquence résulte de la rapidité du régulateur de vitesse à réagir aux perturbations au niveau du couple résistant.

Comparativement, le convertisseur de puissance gère la qualité de la fréquence produite par l'éolienne indépendamment de celle du groupe diesel. Parallèlement, la puissance fournie par l'éolienne influence le bilan de puissance, donc la valeur du couple résistant de la génératrice synchrone. Cette puissance dépend de la dynamique au niveau de la transmission ainsi que de l'agressivité du contrôleur. Par exemple, le régulateur de vitesse du groupe diesel met 5,5 secondes à atteindre sa valeur en régime permanent pour une variation échelon de la demande de 4 kW. Comparativement, dans le système couplé, le régulateur de vitesse du diesel prend plus de 30 secondes pour répondre à une variation échelon du vent de 1 m/s dans la première zone de fonctionnement, 6 secondes dans la deuxième et 14 secondes dans la troisième. Dans la première et la troisième zones de fonctionnement, le régulateur de l'éolienne a pour effet de ralentir le système tout en amortissant l'intensité des perturbations. Dans la seconde région, le système réagit plus rapidement, mais les dépassements sont plus importants.

Respect des standards imposés

Il existe une interdépendance entre les standards imposés sur la tension et ceux prescrits sur la fréquence. En supposant que la tension est tenue à sa valeur normale de fonctionnement, soit entre 90 % et 105 % de sa valeur nominale, la fréquence électrique peut subir des écarts allant jusqu'à ± 2 % de sa valeur normale. Sinon, l'écart de fréquence doit rester inférieur à 0,6 % sur une durée de quelques secondes (< 1 minute).

À la lumière des résultats présentés au chapitre 5, le système est jugé généralement fiable dans la mesure où la tension est maintenue à sa valeur nominale. La jonction entre la deuxième et la troisième région de fonctionnement de l'éolienne représente la région la plus critique. Le dépassement de la fréquence peut y franchir la limite du 2 %. Ce paramètre est également élevé dans la seconde zone de fonctionnement particulièrement pour un vent stochastique où les variations de vent sont intenses et fréquentes.

Lorsque la mesure du vent est surestimée, l'amplitude des oscillations devient plus importante. Pour un vent stochastique dans la première zone de fonctionnement, un biais de +30 % engendre des dépassements légèrement supérieurs à 2 %. L'intensité de ces amplitudes est principalement due au fait que, lorsque le vent est surévalué, le système entre prématurément dans la seconde zone de fonctionnement, où il n'y a aucun contrôle sur la vitesse ni sur la puissance. Toutefois, dans la majorité des cas, une erreur relative sur la mesure du vent entraîne une fréquence qui demeure dans les limites imposées.

Fiabilité du système

La fiabilité d'une centrale électrique se définit en termes de continuité de l'alimentation. Une simulation axée sur les transitions entre les modes de fonctionnement du système hybride fournirait davantage d'information sur la fiabilité du système à long terme. Il est toutefois possible

d'apprécier la fiabilité du système dans un cas précis, celui où l'éolienne fonctionne conjointement avec le groupe diesel.

Trois aspects fonctionnels permettent d'évaluer la fiabilité d'un système : la suffisance, la disponibilité des composantes et la sécurité. La suffisance se définit comme capacité du système électrique à répondre à la demande. Les simulations ont démontré que, lorsque l'éolienne et le diesel fonctionnent simultanément, le système répond entièrement à la demande. Parallèlement, la disponibilité des composantes correspond au temps requis pour répondre à la demande. La simulation ne tient pas compte des démarrages ni des transitions entre les modes de fonctionnement du système couplé. Il est toutefois possible d'observer la rapidité du système à réagir aux perturbations. Ce facteur dépend de l'efficacité des régulateurs utilisés. Pour des variations échelons, le système prend moins de 15 secondes pour fournir au réseau la puissance demandée. Concernant l'aspect sécurité, l'ajout de la charge de lissage évite les surcharges au niveau du groupe diesel. Les dispositifs de sécurité sont davantage reliés aux composantes électriques. Une simulation basée sur des modèles électriques détaillés des génératrices et du réseau devrait alors en tenir compte.

Coût de production

Une évaluation exhaustive des coûts de production n'est réalisable que sur une simulation à long terme. Il est cependant possible d'observer que le groupe diesel consomme 25 % moins de combustible dès le démarrage de l'éolienne et 40 % à la fin de la première zone de fonctionnement. De plus, certaines mesures ont été prises afin d'optimiser l'économie de combustible. En effet, le groupe diesel ne fonctionne que dans sa zone optimale. Il s'avère peu rentable d'activer le groupe diesel en dessous de 30 % de sa puissance nominale. La production de l'éolienne est optimisée de manière à transmettre un maximum de puissance au réseau. Une charge de lissage récupère l'excès de puissance.

D'autres moyens permettraient d'améliorer ce système, comme un dispositif de stockage à long terme ou une nouvelle configuration composée de plusieurs éoliennes et groupes diesels. Une telle configuration favoriserait l'économie de combustible, mais impliquerait un investissement préalable supérieur. Une étude de faisabilité complète de la conception d'une centrale hybride devrait comporter une étude des coûts d'investissement ainsi qu'une projection à long terme des coûts de production.

Efficacité du système hybride

Un système hybride efficace maximise l'apport de production de l'éolienne et assure une économie de combustible. Les résultats du chapitre 5 permettent d'évaluer le taux de pénétration instantané qui varie entre 15 % et 72 % selon le mode de fonctionnement de l'éolienne. Il a été démontré que, pour un système dont l'éolienne est reliée au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance, le taux de pénétration influençait peu la stabilité du système comparativement à son apport au niveau de l'économie de combustible. Effectivement, dans la seconde zone de fonctionnement de l'éolienne, une augmentation du vent de 1 m/s entraîne un dépassement de la puissance du réseau inférieure à 1,2 % et une diminution de la consommation de 10 %.

Une erreur relative sur la mesure du vent influe également sur l'efficacité du système. Un biais dont la valeur absolue dépasse 10 % a une incidence sur l'ensemble de la production du système. Que le vent soit surestimé ou sous-estimé, la puissance fournie par l'éolienne tend à diminuer. Ceci a pour effet d'augmenter la demande du groupe diesel et, par conséquent, la consommation de combustible. Par exemple, un biais de -30 % entraîne une consommation supérieure de 7 % comparativement au cas idéal, basé sur la mesure exacte.

Puisque les objectifs de cette étude portaient sur l'interaction entre les différentes composantes du système hybride, un taux de pénétration de 100 % n'a pas pu être observé.

Parallèlement, le taux de pénétration est limité par le groupe diesel qui doit fournir, au minimum, à 30 % de sa puissance nominale. L'excès d'énergie doit alors être dissipé ou emmagasiné. En somme, une stratégie de contrôle gérant la transition entre les modes de fonctionnement du système hybride, ainsi que l'ajout d'un système de stockage permettrait d'optimiser davantage l'apport de l'éolienne.

Développements possibles pour des travaux ultérieurs

Les différentes simulations ont permis d'observer l'interdépendance entre la production en puissance de l'éolienne et celle du groupe diesel, ainsi que d'évaluer la qualité de la fréquence produite lorsque le groupe diesel fonctionne simultanément avec l'éolienne. En général, le système répond rapidement à la demande avec un dépassement sur la puissance relativement faible et une fréquence électrique qui reste dans les limites imposées. De plus, le système peut supporter une erreur relative sur la mesure du vent de ± 10 % sans affecter son rendement.

Les objectifs fixés sont atteints et le simulateur constitue une bonne base de travail pour une étude ultérieure où les composantes électriques plus détaillées. Toutefois, certaines améliorations pourraient y être apportées. Cette section propose quelques suggestions pour raffiner la simulation ainsi que des pistes pour des sujets complémentaires.

Dimensionnement du système

Le présent système comportait une éolienne de 55 kW et un groupe diesel de 50 kW. Théoriquement, la puissance nominale de l'éolienne supérieure à celle du groupe diesel assure la maximisation de l'apport de l'éolienne sur la demande. Ceci est avantageux lorsque l'éolienne fonctionne seule, mais non lorsque les deux composantes fonctionnent simultanément. En effet, le groupe diesel doit fournir un minimum de 30 % de la puissance nominale et l'excès d'énergie doit être récupéré. Un système de stockage serait plus avantageux qu'une charge de délestage. De plus, un système comprenant plusieurs composantes (éolienne, groupe diesel, système de stockage, cellules photovoltaïques, etc.) serait plus flexible et permettrait une meilleure économie. Cependant, une telle configuration s'avère plus complexe à gérer et n'était pas estimée nécessaire à l'atteinte

des objectifs de cette étude. Parallèlement, une puissance nominale des composantes plus grande serait plus efficace pour un système à haute pénétration, car elle laisserait plus de marge de manœuvre entre les zones de fonctionnement de l'éolienne.

Stratégie de contrôle

A priori, les zones de fonctionnement du système hybride devaient être choisies de manière à demander au groupe diesel une puissance minimale de $0,3 P_N$. Toutefois, le caractère stochastique du vent imposait parfois un comportement à l'extérieur de cette région (cases jaunes du tableau 3.3). Le système a donc été modélisé de manière à ce que le groupe diesel fournisse un minimum de 16 kW. Cette modélisation reste cependant rudimentaire, car le contrôle de la puissance active du groupe diesel dépasse le cadre de cette étude. Il est possible que la puissance produite au total dépasse légèrement la demande. Dans ce cas, l'excès de puissance serait dissipé dans une charge de délestage ou emmagasiné dans un éventuel système de stockage. En plus d'assurer les transitions entre les modes, un système d'asservissement de haut niveau devra gérer les transferts de puissance entre ces moyens de stockage à court et à long terme.

La régulation de l'éolienne est également un point à réviser. Chaque perturbation au niveau de la puissance éolienne influence la demande au groupe diesel et, par conséquent, la qualité de la fréquence électrique. Puisque le contrôle de l'éolienne est un élément clé, la comparaison des performances du régulateur utilisé à celles d'un contrôle vectoriel de la génératrice asynchrone s'avère pertinente. Une telle configuration pourrait réguler avec plus de précision des points qui s'avéraient problématiques tels que la transition entre la seconde et la troisième zone de fonctionnement de l'éolienne. Il serait même possible de contourner le problème de transition entre les deux dernières zones en limitant le mouvement du rotor à une vitesse inférieure à sa valeur nominale. Il faudrait alors évaluer la perte d'efficacité du système hybride dans de telles conditions. Dans le même esprit, il serait pertinent d'observer une vitesse de rotation limitée à sa valeur nominale dans la seconde zone de fonctionnement de l'éolienne. En effet, cette région présentait d'importants dépassements de la fréquence.

Sujets complémentaires

En plus de servir de base pour un simulateur plus détaillé, cette investigation pourrait inspirer des recherches ayant des sujets connexes. La modélisation d'une demande variable, une étude sur l'aérodynamisme ou sur la fatigue des pièces mécaniques en sont quelques exemples.

Une étude complémentaire sur la modélisation de la puissance demandée permettrait d'en évaluer l'influence sur la stabilité du système. En fait, la mise au point du régulateur de vitesse du groupe diesel tient compte de ce facteur puisque l'identification du système se base sur des variations de la demande. Pour le système couplé, la puissance demandée auprès du groupe diesel dépend du bilan de puissance. Dans les présentes simulations, la demande totale restait constante. Des variations simultanées de la production éolienne et de la puissance demandée complexifieraient la régulation de la fréquence. Il serait intéressant d'en observer la portée à partir d'un modèle de vent plus réaliste. La régulation de la demande est également un volet envisageable.

Même si les modèles utilisés sont suffisants, le vent et le sous-système aérodynamique pourraient également faire l'objet d'une étude plus détaillée. Par exemple, les turbulences du vent croient avec l'intensité de sa vitesse. Un modèle de vent plus précis pourrait tenir compte de cette subtilité. Parallèlement, un modèle aérodynamique basé sur la théorie des éléments de pales pourrait être utilisé afin de tenir compte du décrochage aérodynamique ou encore simuler une éolienne à pas variable. Toutefois, ce niveau de modélisation requiert le détail des paramètres géométrique des pales de l'éolienne choisie. Ces données sont rares et étaient inconnues dans le cadre de cette étude.

À l'étape du réglage des contrôleurs, l'agressivité des régulateurs de vitesse est valorisée. D'un point de vue mécanique, il serait pertinent de tester l'influence de ce paramètre sur l'usure des pièces de la transmission de chacune des composantes.

BIBLIOGRAPHIE

- . "Ressources naturelles Canada. RETScreen International- Renforcer les décisions pour les énergies propres."
- Arquès, P. (2000). Génie Énergétique, Conception et construction des moteurs alternatifs de la théorie à la compétition. Paris.
- Bansal, R. C., Bhatti, T. S. Kothari, D. P. (2004). "Automatic Reactive Power Control of Isolated Wind-Diesel Hybrid Power Systems for Variable Wind Speed/Slip." Electric Power Components and Systems **32**(9): 901 -- 912.
- Benhaddadi., O. G. (2008). Dilemmes énergétiques. Québec.
- Bianchi, F. D., Hernan De Battista, Ricardo J. Mantz (2007). Wind Turbine Control System. Principles, Modelling and Gain Sceduling Design. New York.
- Burton, T. (2001). Wind energy handbook. Chichester.
- Chapman, S. J. (2005). Electric Machinery Fundamentals. Boston.
- Das D., A. S. K., Kothari D.P. (1999). "Dynamics of Diesel and Wind Turbine Generators on an Isolated Power System." Electrical Power and Energy System **21**: 183-189.
- DTR (2004). "Danish Technical Regulation TF 3.2.6, Wind turbiners connected to grid with voltage below 100 kV-Technical regulation for the proprieties and the control of wind turbine." **Doc. No. 177899**.
- DWIA (2004). " Wind turbine and power quality issues." Danish Wind Industry Association, <http://www.windpower.org/en/tour/grid/rcin.html>.

- Guérette, D. (2009). Modélisation dynamique d'une machine asynchrone à cage. Rimouski, uqar.
- Hansen, M. O. L. (2000). Aerodynamics of wind turbines. London.
- Hau, E. (2000). Wind-Turbines. Fundamentals, Technologies, Application, Economics. New York.
- Hongwei, Z., Xuanfu, L. et Yuzhao, F. (1999). "Optimum operation of large scale wind-diesel generation systems." Renewable Energy **16**(1-4): 851-854.
- Hunter, G. E. R. (1994). Wind-Diesel Systems; a guide to the technology and implementation. Cambridge.
- Ibrahim H., A. I., J. Perron (2006). Solutions de stockage de l'énergie éolienne Rimouski, Université du Québec à Rimouski
- Iqbal, M. T. (2003). "Modeling and control of a wind fuel cell hybrid energy system." Renewable Energy **28**(2): 223-237.
- Iravani, G. S. L. M. R. (2008). Hybrid Wind-Diesel Power Plant, Modeling and analysis.
- Jeffries, W. Q. (1994). Analysis and modeling of wind-diesel systems without storage. Departement of Mechanical Engineering, University of Massachusetts. **PhD Thesis**.
- Kamwa, I. (1990). "Dynamic Modelling and Robust Regulation of a no-storage Wind-Diesel Hybrid Power System." Electric Power System Research **18**: 219-233.
- Khan, M. J., Iqbal, M.T. (2005). "Pre-feasibility study of stand-alone hybrid energy systems for applications in Newfoundland." Renewable Energy **30**(6): 835-854.
- Kundur (2004). "Definition and classification of power system stability." IEEE Transactions on power systems **19**(2).
- Leclercq, L., Robyns B., Grave J.-M. (2003). "Control based on fuzzy logic of a flywheel energy storage system associated with wind and diesel generators." Mathematics and Computers in Simulation **63**: 271-280.

- Lestage, R., A. H. Pomerleau, A. H. Desbiens (1999). "Improved constrained cascade control for parallel processes." Control Engineering Practice 7: 969-974.
- Lubosny, Z. (2003). Wind Turbine Operation in Electric Power Systems (Advanced Modeling). New York.
- Manwell, J. F., J.G. McGowan, A.L. Rogers (2002). Wind energy Explained, theory; design and application. Chichester.
- Manwell, J. F., McGowan, J.G. , Baring-Gould, E.I., Jeffries, W. et Stein, W. (1994). "Hybrid Systems Modeling : Development and Validation." Wind Engineering 18(5): 241-256.
- McGowan, J. G., Manwell, J. F. (1999). "Hybrid wind/PV/diesel system experiences." Renewable Energy 16(1-4): 928-933.
- MRNF (2007). "Consommation d'énergie- Québec." Ministère des Ressources Naturelles et de la Faunes, www.mrn.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-consommation.jsp.
- Mufti, M.-U.-D., Balasubramanian, R., Tripathy, S.C. "Simultaneous Frequency and Voltage control of Wind-diesel Power Systems using energy Storage." International Journal of Energy Research 22: 221-235.
- Munteanu, I., A. I. Bratcu, N.-A. Cutululis, E. Ceangă (2008). Optimal Control of Wind Energy Systems Towards a global approach. Londre.
- NREL (2010). "Homer, The optimization model for ditributed power." National Renewable Energy Laboratory, www.nrel.gov/homer
- Papathanassiou, S. A., Papdopoulos, M. P. (2001). "Dynamic characteristics of autonomous wind-diesel systems." renewable Energy 23: 293-311.
- Pomerleau, A. A. D. É. P. (1997). La commande de procédés industriels : une approche fréquentielle unifiée Paris.

- Poulin, É., A. Pomerleau (2004.). "Manipulated variable based PI tuning and detection of poor settings : An industrial experience." ISA Transactions **Vol. 43**(3): 445-457.
- RNC. (2010). "RETSscreen International- Renforcer les décisions pour les énergies propres." <http://www.retscreen.net/>.
- Saulnier, B. (2004). "Update on Wind-Diesel prospects in Nunavik." US Departement of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy, www.eere.energy.gov.
- Sovanna, P. (2004.). " Moteurs thermique, Chapitre III: Particularité du moteur, cours en ligne." Agence Universitaire de la Francophonie (AUF), http://www.kh.refer.org/cours_en_lignes/Cours_Moteur/Page/Accueil.htm.
- Stavrakakis, G. S., Kariniotakis, G.N. (1995). "A General Simulation Algorithm for the Accurate Assessment of Isolated Diesel-Wind Turbines Systems Interaction. Part I: A General Multimachine Power System Model." IEEE Transactions on Energy Conversion **10**(3): 577-583.
- Tomilison, A. G. (1998). Frequency and Voltage Control of a High-Penetration, No-Storage Wind-Diesel System. Faculty of Engineering & Applied Science, Memorial University of Newfoundland. **Master**.
- Tsitsovits A.J., F. L. L. (1983). "Dynamics of an isolated power system supplied from diesel and wind." IEE Proceeding **Vol 130**(No9): pages 587 à 595.
- Uhlen, K. (1994). Modelling and robust control of autonomous hybrid power system. Departement of Engineering Cybernetics, Trondheim University. **PhD Thesis**.
- Uhlen, K., Foss,B.A. Gjosater, O.B. (1994). "Robust Control and Analysis of a Wind-Diesel Hybrid Power Plant." IEEE Transaction on Energy Conversion **9**(4): 701-708.
- Weisser, D., Garcia, R. S. (2005). "Instantaneous wind energy penetration in isolated electricity grids: concepts and review." Renewable Energy **30**(8): 1299-1308.
- Wildi, T., G.Sybille (2005). Électrotechnique. Saint-Nicolas.

Younes, R. (1993). Élaboration d'un modèle de connaissance du moteur diesel avec turbocompresseur à géométrie variable en vue de l'optimisation de ses émissions, École centrale de Lyon. **PhD**

APPENDICE A

PARAMÈTRES DU SYSTÈME

A.1 Moteur diesel

Combustion	Symbole	SI
Délai temporel de combustion	τ_d	16,67 ms
Constante de temps représentant l'actionneur et le processus dynamique de combustion	τ_c	11 ms
Pouvoir calorifique	p_{ci}	42780 kJ/kg
Rendement indiqué moyen	η_i	41 %
Couple moteur maximal	Γ_{mMAX}	340.4 Nm
Mécanique		
Inertie totale du moteur diesel incluant les contributions du système d'embrayage et de la roue d'inertie	$J_d + J_{fc}$	1,0 kgm ²
Inertie totale de la roue d'inertie et de la génératrice	$J_{fw} + J_s$	1,11 kgm ²
Amortissement par frottement total incluant les contributions du système d'embrayage et du volant d'inertie	$b_d + b_e$	0,27 Nms/rad

Amortissement par frottement total du volant d'inertie et de la génératrice synchrone	$b_{vi}+b_{gs}$	0,08 Nms/rad
Rigidité du couplage	k_{cd}	2450 Nm/rad
Amortissement du couplage	b_{cd}	3,33 Nms/rad
Rendement de transmission	η_{tr}	80 %
Vitesse nominale de la génératrice	$2\pi f_{ref}/p$	188,5 rad/s 1800 rpm
Électrique		
Fréquence électrique de référence	f_{ref}	60 Hz
Nombre de paires de pôle de la génératrice synchrone	p_{gs}	2
Vitesse nominale de la génératrice	$2\pi f_{ref}/p_{gs}$	188,5 rad/s 1800 rpm
Puissance nominale du groupe diesel	P_{Nd}	50 kW
Tension ligne-ligne	V_s	230 V
Inductance du circuit équivalent de la génératrice synchrone	L_s	2,639 H

A.2 Éolienne

Turbine	Symbole	SI
Densité de l'air	ρ	1.23 kg/m ³
Rayon des pales	R	8,3 m
Coefficient de puissance nominale	C_{pN}	0,4508
Vitesse spécifique nominale	λ_N	6
Vitesse du vent nominale	v_{wN}	10 m/s
Densité de l'air	ρ	1,23 kg/m ³
Mécanique		
Inertie du rotor de la turbine	J_t	1300 kgm ²
Inertie de la génératrice asynchrone	J_{ga}	1,40 kgm ²
Rigidité du couplage (côté génératrice)	k_{ce}	5252 Nm/rad
Amortissement du couplage (côté génératrice)	b_{ce}	4,11 Nms/rad
Rapport de vitesse	n	22
Électrique		
Puissance nominale de l'éolienne	P_{Ne}	55 kW

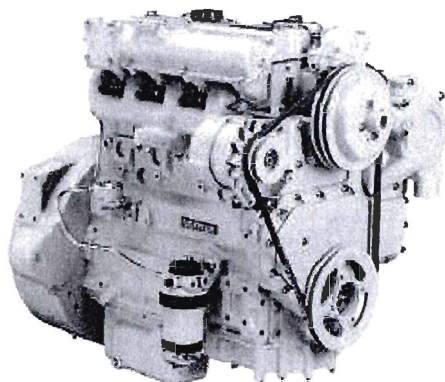
Caractéristique couple-vitesse linéarisée	K_g	15 Nm/rpm
Nombre de paires de pôle de la génératrice asynchrone	p_{ga}	3
Vitesse nominale de la génératrice	$2\pi f_{ref}/p_{gs}$	125,67 rad/s 1200 rpm
Couple électromagnétique maximal de la génératrice asynchrone		640 Nm

Caractéristique du coefficient de puissance

λ	C_p
1	0.0
2	0.0607
3	0.1989
4	0.3283
5	0.4214
6	0.4508
7	0.4067
8	0.2891
9	0.1323
10	-0.025
11	0.0

APPENDICE B**FICHE D'IDENTIFICATION DU MOTEUR DIESEL**

CATERPILLAR®



Engine pictured with
Optional Equipment



BENEFITS

■ FUEL ECONOMY

Consistent performance and excellent fuel economy over entire operating range.

■ BROAD APPLICATION RANGE

Big displacement, more performance for your money, and convenient installation.

■ RELIABILITY AND DIESEL DURABILITY

Diesel tough components and conservative speed for smooth operation and long engine life.

Underground Mining Equipment **3054 T & TA**

103-122 bhp / 78-91 kW
2200-2400 rpm

CATERPILLAR® ENGINE SPECIFICATIONS

In-Line 4 Cylinder, Four-Stroke-Cycle Diesel

Bore — in (mm) 3.94 (100)

Stroke — in (mm) 5.00 (127)

Displacement — cu in (liter) 243 (4.0)

Combustion System Direct injection

Rotation (from flywheel end) .. Counterclockwise

Capacity for Liquids — U.S. gal (L)

Cooling System (engine only)

DIT 2.9 (11.0)

DITA 3.0 (11.4)

Lube Oil System (refill) typical 3.5 (13.3)

Weight, Net Dry (approximate) — lb (kg)

Turbocharged (T) 614 (279)

Turbocharged-Aftercooled (TA) 627 (285)

Rated Engine Speed, Full Load

Intermittent — rpm 2400

Continuous — rpm 2200

■ HIGH PERFORMANCE

Horsepower and torque capabilities optimized. Substantial 20 percent torque rise.

■ CLEAN AND QUIET POWER

Cleaner and quieter, free from visible smoke throughout operational speed range.

■ EASY LOW-COST MAINTENANCE

Convenient positioning of service points on right-hand side for easy accessibility.

FEATURES

Options must be selected for the following features. See your Caterpillar dealer for a detailed description of options for each feature.

Adapter plate

Alternator

Balancer

Belt-driven auxiliaries

Cab heater connections

Cold start aid

Coolant pump and thermostat housing

Coolant temperature gauge and sender

Engine mountings

Exhaust manifolds

Fan and extensions

Fan drive

Flywheel and starter ring

Flywheel housing

Front end drives

Fuel filter

Fuel pre-filter

Heater switch

Induction manifolds

Lifting eyes

Lubricating oil filters and breathers

Lubricating oil filter and cooler

Lubricating oil pressure switch

Lubricating oil sump

Paint

Radiator

Rating

Starter motor

Stop and throttle controls

Timing case and gear-driven auxiliaries

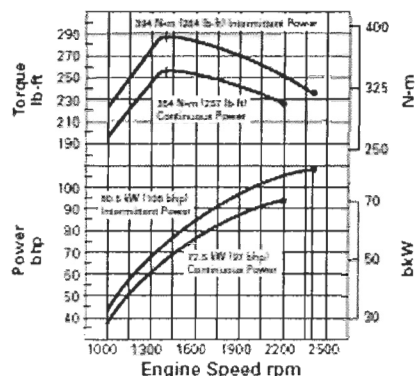
Turbocharger, manifolds



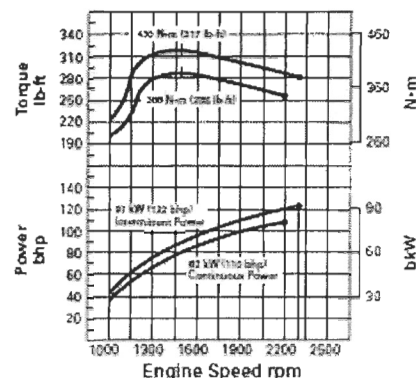
3054 T & TA UNDERGROUND MINING EQUIPMENT

PERFORMANCE DATA

Turbocharged



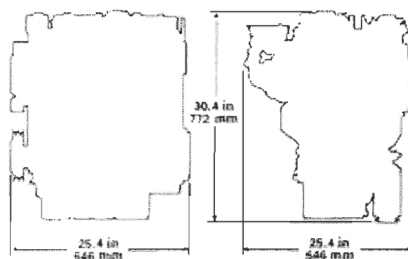
Turbocharged-Aftercooled



MSHA CERTIFIED RATINGS									
Aspiration	hp	kW	rpm	Vent Rate			Particulate Index		
				cfm	cum/min	cfm/hp	cfm	cum/min	cfm/hp
T	108	81	2400	9000	255	83	9000	255	83
T	103	78	2200	7500	213	73	9000	255	87
TA	122	91	2300	10 000	284	82	7500	213	61

Emissions information:
3054T MSHA Cert. # 7E-B027-0
3054TA MSHA Cert. # 7E-B020-0

DIMENSIONS



RATING DEFINITIONS AND CONDITIONS

Intermittent is the horsepower and speed capability of the engine which can be used for about one hour, followed by an hour of operation at or below the continuous rating.

Continuous is the horsepower and speed capability of the engine which can be used without interruption or load cycling. Additional ratings are available for specific customer requirements.

Additional ratings are available for specific customer requirements. Consult your Caterpillar dealer.

Ratings are based on SAE J1995 standard conditions of 29.61 in Hg (100 kPa) and 77° F (25° C). These ratings also apply at ISO3046/1, DIN6271 and BS5514 standard conditions of 29.61 in Hg (100 kPa), 81° F (27° C) and 30% relative humidity.

Fuel consumption is based on fuel oil having an LHV of 18 390 Btu/lb (42 780 kJ/kg) and weighing 7.001 lb/U.S. gal (838.9 g/liter). Power ratings are based on engine equipped with fuel, lube oil and jacket water pumps but without fan.

Materials and specifications are subject to change without notice.

LEH9259-01 (7/99)

The International System of Units (SI) is used in this publication.

Printed in U.S.A.

© 1999 Caterpillar Inc.
All rights reserved.

APPENDICE C

PROGRAMME DE SIMULTAION DU COUPLE ÉLECTROMAGNÉTIQUE D'UNE GÉNÉRATRICE ASYNCHRONE À CAGE

```

clear all
clc

% Déclaration des paramètres
Rs = 0.018;
Ls = 0.00849;
Rr = 0.019;
Lr = 0.00858;
Lm = 0.00817;
ws = 2*pi*50;      % vitesse synchrone [rad/s]
Vs = 230;          % tension nominale ligne-ligne [Vrms]
p = 3;             % nombre de pairs de pôles
g = 0.01911;       % glissement nominal

% Calcul préliminaires
Lls = Ls-Lm;
Llr = Lr-Lm;
Xlls = ws*Lls;
Xllr = ws*Llr;
Xm = ws*Lm;
Tr = Lr/Rr;
sgm = 1-Lm^2/(Ls*Lr);

% Calcul de Thévenin
Eth = (Vs/sqrt(3))*(Xm*j/(Rs+j*(Xlls+Xm)));
abs(Eth);
Zth = ((Xm*j)*(Rs+Xlls*j)/(Rs+j*(Xlls+Xm)));
Rth = real(Zth);
Xth = imag(Zth);

% Calcul du courant rotorique
Ir = Eth/(Zth+Xllr*j+Rr/g);
Ir2 = abs(Ir);

% Calcul du courant statorique

```

```

Is = (Vs/sqrt(3))/(Rs+Xlls*j+1/(1/(Xm*j)+1/(Rr/g+Xllr*j)));
Is2 = abs(Is)

% Calcul du couple développé
Pg = 3*Rr/g*(abs(Ir))^2;
Ce = Pg/(ws/p)

% Calcul du courant de magnétisation
Im = (Is-Ir);
Im2 = abs(Im);

% Calcul du flux
Fm = Lm*Im;
Fm2 = abs(Fm);
Fr = (Rr*Ir/g)/(j*ws);
Fr2 = abs(Fr);

% Calcul du couple de décrochage
Cdec = (2/ws)*(3*(abs(Eth))^2)/(2*(Rth+sqrt(Rth^2+(Xth+Xllr)^2)));
gdec = Rr/(sqrt(Rth^2+(Xth+Xllr)^2));

% Affichage de la caractéristique couple-vitesse
figure(1)
Omega = 0:0.01:2*(ws*60/(2*pi*p));
Couple = 2*Cdec./(gdec./(((ws*60/(2*pi*p))-
Omega)/(ws*60/(2*pi*p)))+(((ws*60/(2*pi*p))-
Omega)/(ws*60/(2*pi*p)))/gdec);
plot(Omega,Couple,'b','LineWidth',2)
grid
title('Caractéristique Couple-Vitesse de la MAS')
xlabel('\Omega [tours/min]')
ylabel('\Gamma_1 [Nm]')

% Calcul du couple de démarrage
Cdem = (2/ws)*(3*(abs(Eth))^2*Rr)/((Rth+Rr)^2+(Xth+Xllr)^2);

% Calcul de la puissance apparente
P = Is2*Vs*sqrt(3)

```


APPENDICE D

IDENTIFICATION DE L'ÉOLIENNE

D.1 Première zone de fonctionnement de l'éolienne

Fonctionnement optimal : vitesses spécifiques près de la valeur optimale

V [m/s]	Δf_s [Hz]	$\Delta \lambda$	ω_g	
			K_p	T_l
4	[20;25]	[4;5]	2,102	0,2028
4	[25;30]	[5;6]	2,080	0,2018
4	[30;35]	[6;7]	2,081	0,2012
5	[25;30]	[4;4,8]	2,104	0,2031
5	[30;35]	[4,8;5,6]	2,090	0,2019
5	[35;40]	[5,6;6,37]	2,080	0,2010
6	[30;35]	[4;4,7]	2,107	0,2033
6	[25;30]	[4,7;5,3]	2,092	0,2020
6	[30;35]	[5,3;6]	2,081	0,2011
6	[45; 50]	[6;6,6]	2,071	0,2006

D.2 Deuxième zone de fonctionnement de l'éolienne

Fonctionnement optimal : vitesses de la génératrice comprises entre $0,9 \omega_N$ et $1,1 \omega_N$

V [m/s]	Δf_s [Hz]	$\Delta \omega_g$ [rad/s]	ω_g		P			
			K_p	T_1	K_p	T_1	T_2	T_z
7	[35;40]		2,109	0,203	547,6	0,171	0,033	-8,627
7	[40;45]		2,094	0,202	363,4	0,170	0,033	-14,59
7	[45;50]		2,081	0,201	157,6	0,169	0,033	-37,34
8	[45;50]	[96;107]	2,096	0,202	517,3	0,170	0,033	-11,51
8	[50;55]	[107;117]	2,083	0,201	284,5	0,168	0,032	-22,93
9	[45;50]	[97;107]	2,114	0,204	927,6	0,171	0,033	-6,505
9	[50;55]	[107;118]	2,093	0,202	694,33	0,169	0,033	-9,513
10	[45;50]	[97;108]	2,139	0,205	1363	0,173	0,033	-4,488
10	[50;55]	[108;118]	2,116	0,204	1151	0,171	0,033	-5,811
11	[45;50]	[97;108]	2,155	0,207	1805	0,174	0,033	-3,437
11	[50;55]	[108;119]	2,136	0,206	1636	0,172	0,033	-4,150

D.3 Troisième zone de fonctionnement de l'éolienne

Fonctionnement optimal : puissance près de la valeur nominale.

V [m/s]	Δf_s [Hz]	P_{max} [kW]	P			
			K_p	T_1	T_2	T_z
12	[40;45]	47	2245	0,1783	0,0333	-2,524
12	[45;50]	58	2240	0,1762	0,0329	-2,808
13	[40;45]	50	2577	0,1801	0,0334	-2,224
13	[45;50]	64	2657	0,1781	0,0329	-2,398
14	[40;45]	52	2877	0,1819	0,0334	-2,012
14	[45;50]	67	3050	0,1799	0,0329	-2,114
15	[35;40]	38	2739	0,1845	0,0340	-1,882
15	[40;45]	54	3146	0,1835	0,0335	-1,857
15	[45;50]	70	3415	0,1817	0,0330	-1,909
16	[35;40]	38	2877	0,1857	0,0340	-1,747
16	[40; 45]	55	3379	0,1848	0,0333	-1,747
17	[35;40]	37	2984	0,1869	0,0339	-1,746
17	[40; 45]	55	3578	0,1862	0,0334	-1,66
20	[35;40]	33	3130	0,1895	0,0340	-1,674
20	[40; 45]	53	3979	0,1896	0,0334	-1,515
25	[40; 45]	40	4069	0,1929	0,0335	-1,488
25	[45; 50]	66	5237	0,1944	0,0332	-1,314

APPENDICE E

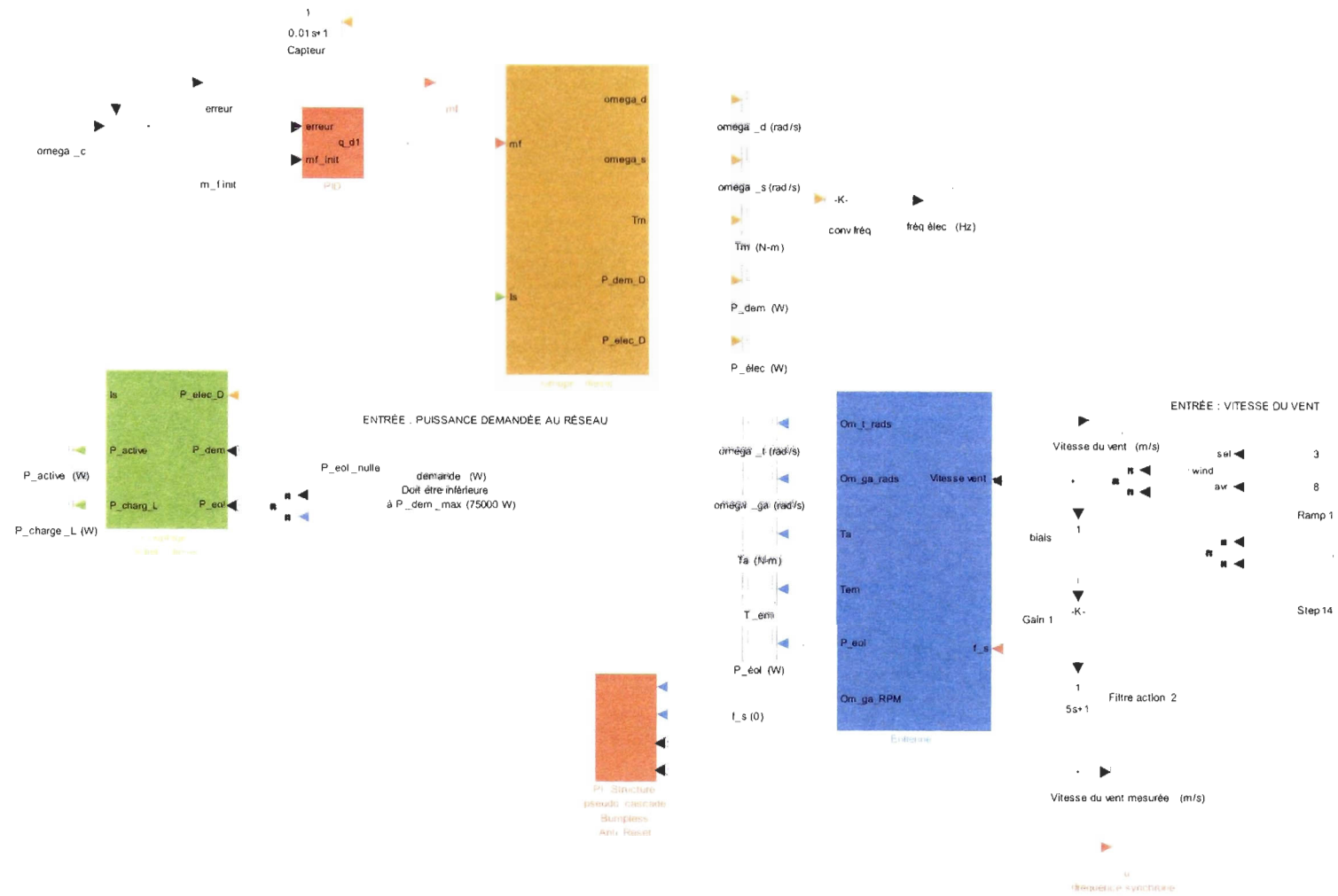
IDENTIFICATION DU GROUPE DIESEL

Fonctionnement optimal : vitesses spécifiques près de la valeur optimale.

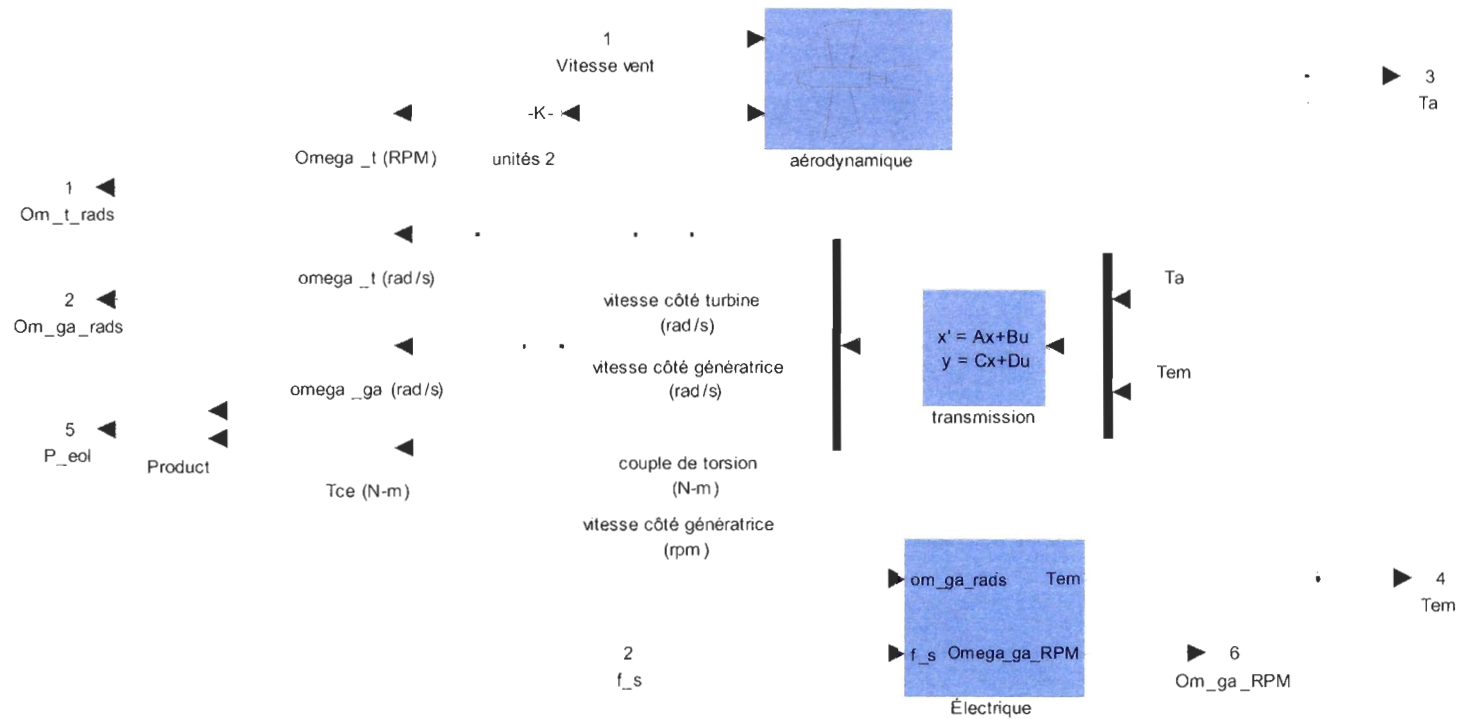
Puissance demandée au diesel [kW]	Δm_f [g/s]	ω_g	
		K_p [$\times 10^5$]	T_i
50	[3,52;3,54]	1,3589	3,0050
50	[3,54;3,56]	1,3390	3,0054
50	[3,56;3,58]	1,3206	3,0057
40	[2,82; 2,84]	1,5099	3,0027
40	[2,84; 2,86]	1,4831	3,0032
40	[2,86; 2,88]	1,4578	3,0037
30	[2,10; 2,12]	1,7695	2,9979
30	[2,12; 2,14]	1,7269	2,9989
30	[2,14; 2,16]	1,6872	2,9998
23	[1,60; 1,62]	2,0469	2,9949
23	[1,62; 1,64]	1,9817	2,9956
23	[1,64; 1,66]	1,9223	2,9964

APPENDICE F**SIMULATEURS**

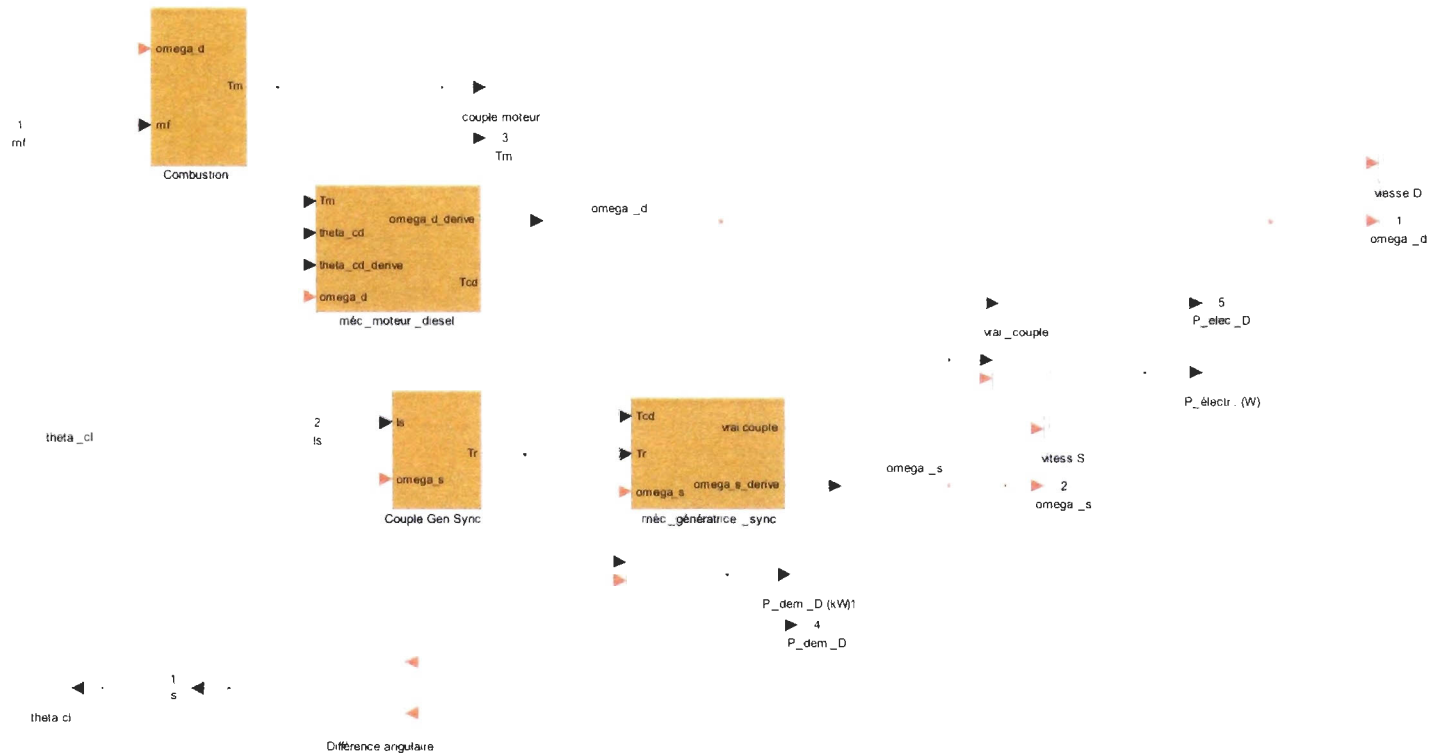
F.1 Système complet



F.2 Éolienne



F.3 Groupe diesel



F.4 Couplage éolien diesel

